

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время
УДК 621.642.3-776 "324"

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Байсов Ярослав Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Бурков П.В.	к.х.н, доцент		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСГН	Трубникова Н.В.	д.и.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент ООД	Черемискина М.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Брусник О.В.	д.т.н, доцент		

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с универсальными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Общие по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»		
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, УК-6, УК-7, ОПК-1, ОПК-2), (ЕАС-4.2, АВЕТ-3А, АВЕТ-3i).</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, УК-3, УК-4, УК-5, УК-8, ОПК-2, ОПК-6, ОПК-7).</i>
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P3	Применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику при эксплуатации и обслуживании технологического оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-5, ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-6, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11).</i>
P4	Оценивать риски и определять меры по обеспечению безопасности технологических процессов в практической деятельности и применять принципы рационального использования природных ресурсов и защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-8, ОПК-6, ПК-12, ПК-13, ПК-14, ПК-15).</i>
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P5	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, используя принципы менеджмента и управления персоналом и обеспечивая корпоративные интересы	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-3, УК-8, ОПК-3, ОПК-7, ПК-16, ПК-17, ПК-18), (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d).</i>
P6	Участвовать в разработке организационно-технической документации и выполнять задания в области сертификации нефтегазового промышленного оборудования	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-1, ОПК-2, ОПК-7, ПК-19, ПК-20, ПК-21, ПК-22).</i>
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
P7	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-1, УК-2, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26).</i>
<i>в области проектной деятельности</i>		
P8	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора,	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК-2, ОПК-3, ОПК-5, ОПК-6, ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30), (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-e).</i>

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	подготовки, транспорта и хранения углеводородов	
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»		
P9	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-4, ОПК-5, ПК-9, ПК-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".
P10	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-5, ОПК-6, ПК-9, ПК-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".
P11	Оценивать результаты диагностических обследований, мониторингов, технических данных, показателей эксплуатации объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК-6, ОПК-7, ПК-4, ПК-7, ПК-13), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
З-2Б4А	Байсову Ярославу Юрьевичу

Тема работы:

«Техническое перевооружение компрессорной станции с заменой оборудования»

Утверждена приказом директора (дата, номер)

Приказ № 1786/с от 07.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:

10.06.2019

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе

(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду; энергозатратам; экономический анализ и т. д.).

Объектом исследования является защита резервуара РВС – 20000 м³. В резервуаре в непрерываемом режиме хранятся нефть и нефтепродукты. Объект относится к технологическому сооружению повышенной опасности, требующему особых условий эксплуатации.

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Классификация резервуаров; 2. Оборудование резервуаров; 3. Защита резервуаров от коррозии; 4. Техническая обслуживание резервуаров, нормативная документация по вопросу безопасной эксплуатации; <p>Расчет на прочность РВС – 20000 м³.</p>
<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»</p>	<p>Трубникова Н.В.</p>
<p>«Социальная ответственность»</p>	<p>Черемискина М.С.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	
--	--

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Бурков П.В.	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Байсов Ярослав Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Байсову Ярославу Юрьевичу

Школа	Природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	бакалавр	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Бюджет затрат НТИ 166900,13 руб.; 1. Материальные затраты НТИ - 5064 руб. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ - 41480 руб. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы – 31954,8 руб. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы – 4793,33 руб. Отчисления во внебюджетные фонды – 11024,41 руб. Накладные расходы - 107263,1 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент выполнения нормы = 1; Число календарных дней в году – 365; Продолжительность выполнения проекта – 4 месяца; Дополнительная заработная плата – 15% от основной; Накладные расходы - 16% от суммы всех расходов.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления по страховым выплатам в соответствии с Налоговым кодексом РФ (НК РФ-15) от 16.06.98, а также Трудовым кодексом РФ от 21.12.2011г. Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 27.1%; Налог на добавленную стоимость 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение предпроектного анализа. Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Проведение SWOT-анализа. Построение оценочной карты для сравнения конкурентных разработок
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов и календарного плана НТИ. Расчет материальных затрат на ПО, заработную плату, дополнительные расходные материалы. Формирование бюджета НТИ.

3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности</i>
Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):	
1. <i>Оценка конкурентоспособности технических решений</i> 2. <i>Матрица SWOT</i> 3. <i>Альтернативы проведения НИ</i> 4. <i>График проведения и бюджет НИ</i> 5. <i>Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ</i>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
---	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Трубникова Наталья Валерьевна	д.и.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Байсов Ярослав Юрьевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б4А	Байсову Ярославу Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) – чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера) 	<p>Рабочее место (котлован) расположено на открытой площадке линейной части. Климат континентальный, с холодной продолжительной зимой и коротким жарким летом.</p> <p>При ремонте могут возникнуть вредные и опасные проявления факторов производственной среды.</p> <p>Оказывает негативное воздействие на природу (атмосферу, гидросферу, литосферу).</p> <p>Возможно возникновение чрезвычайных ситуаций техногенного, стихийного, экологического и социального характера.</p>
<p>2. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>В области охраны труда и безопасности жизнедеятельности трудовую деятельность регламентируют правовые, нормативные акты, инструктивные акты в области охраны труда и отраслевые документы: СНиП 2.05.06–85*, СНиП III-42–80*, СНиП 12-04-2002, СНиП 12-03-2001, СНиП 23-01-99*, СНиП 3.02.01-87, СНиП 3.04.01-87, СНиП 3.05.06-85, СНиП 2.01.07-85, ВСН 004-88, РД 153-39.4-114-01, РД 03-14-2005, РД-16.01-74.20.00-КТН-058-1-05, СП 12-135-2003, ППБ 01-03, ВППБ 01-05-99, ПБ 13-407-01, СТР-19.020.00-КТН-089-07, ОТТ-04.00-45.21.30-КТН-002-1-03</p>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой 	<p>Вредные факторы</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень шума. 2. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3. Климатические условия. 4. Повреждение в результате контакта с насекомыми.
--	--

<p><i>размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</i></p> <ul style="list-style-type: none"> – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства) 	<p>5. Повышенный уровень вибрации. 6. Неудовлетворительные метеусловия. 7. Неудовлетворительное освещение.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) 	<p>При выполнении работ могут возникнуть опасные факторы для обслуживающего персонала, к ним относятся:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения) – образование взрывных смесей; – поражение электрическим током; – ожоги; – механические травмы.
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита селитебной зоны – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы); – разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды. 	<p>-загрязнение атмосферного воздуха машинами и механизмами; -загрязнение водных ресурсов производственными отходами; загрязнение земель отходами производства.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> – перечень возможных ЧС на объекте; – выбор наиболее типичной ЧС; – разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; – разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС; – разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий 	<p>При выполнении работ на могут произойти чрезвычайные ситуации.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны 	<p>Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</p>
Перечень графического материала:	
<p>При необходимости представить эскизные графические материалы к расчётному заданию (обязательно для специалистов и магистров)</p>	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

01.04.2019 г

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б4А	Байсов Ярослав Юрьевич		

Определения, сокращения, обозначения

ЛКП – лакокрасочные покрытия

РВС – резервуар вертикальный стальной

ПФК – предельно-допустимая концентрация
СКЗ – станция катодной защиты

ВНИИСТ – всероссийский научно – исследовательский институт по строительству и эксплуатации трубопроводов

АП - Адгезионная прочность

НПС - нефтеперекачивающая станция

ЛПДС - линейная производственная диспетчерская станция

ПДВ – предельно допустимые выбросы
ЧС – чрезвычайная ситуация

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 99 с., 11 рис., 17 табл., 46 источников, 0 прил.

Ключевые слова: РВС, эксплуатация резервуаров, антикоррозионная защита резервуаров, оборудование резервуара, нефть и нефтепродукты.

Объектом исследования являются: процесс эксплуатации резервуара РВС – 20000 м³.

Цель работы: выбор оптимальных способов защиты резервуаров от коррозии типа РВС.

В процессе исследования проводился: Анализ методов защиты от коррозионного разрушения РВС – 20000 м³, расчет РВС на прочность и устойчивость.

Результаты исследования: Рассмотрена законодательная база Российской Федерации, действующая в области эксплуатации резервуаров и резервуарных парков. На основе литературного материала проведен анализ методов защиты от коррозии резервуара типа РВС – 20000м³. Произведен расчет резервуара на прочность и устойчивость, протекторной защиты резервуаров. Предложенный комбинированный метод защиты от коррозии - перспективный метод повышения эксплуатационных свойств резервуаров.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: технология и организация сооружения резервуаров, методы безопасной эксплуатации резервуара.

Степень внедрения: предложенный способ защиты от коррозии резервуаров является перспективным по сравнению с другими способами защиты от коррозии. Способ характеризуется увеличением срока службы, меньшими затратами на ремонт и простотой технологического процесса получения покрытия.

Область применения: технология защиты от коррозионного разрушения комбинированным способом предназначена для РВС различного объема.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4А		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

ABSTRACT

Final qualifying work 103 p., 11 Fig., 17 table., 59 sources, 0 ADJ.

Keywords: RVS, operation of tanks, corrosion protection of tanks, tank equipment, oil and petroleum products.

The object of the study are: the process of operation of the reservoir RVS – 20000 m³.

The purpose of the work: the choice of optimal ways to protect tanks from corrosion of PBC.

In the course of the study was carried out: Analysis of methods of protection against corrosion destruction of RVS – 20000 m³, calculation of RVS for strength and stability.

Results of the study: The legislative base of the Russian Federation, operating in the field of operation of tanks and tank farms. On the basis of the literary material the analysis of methods of corrosion protection of the tank type RVS – 20000m³ is carried out. The calculation of the tank for strength and stability, protection of tanks. The proposed combined method of corrosion protection is a promising method of improving the operational properties of tanks.

The main design, technological and technical and operational characteristics: technology and organization of construction of tanks, methods of safe operation of the tank.

Degree of implementation: the proposed method of corrosion protection of tanks is promising in comparison with other methods of corrosion protection. The method is characterized by an increase in service life, lower repair costs and simplicity of the technological process of obtaining coverage.

Field of application: technology of protection against corrosion by combined method is designed for PBC of various volumes.

Economic efficiency/significance of the work: the Use of a combined method of protection of tanks against corrosion allows to obtain an economic effect by optimizing the cost of applying protective coatings, as well as by increasing the overhaul cycles and reducing the amount of repair work by choosing the most optimal protection options.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Реферат	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4А		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	15
1. ОБРАЗОВАНИЕ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ.....	17
1.1 Хранение нефти в резервуарах	17
1.2 Конструкция нефтяных резервуаров типа РВС	20
1.2.1 Требования к конструкции днища.....	20
1.2.2 Требования к конструкции стенки	21
1.2.3 Требования к ребрам жесткости на стенке резервуара	22
1.2.4 Требования к стационарным крышам.....	23
1.3 Асфальтосмолистые и парафинистые осадки.....	26
1.4 Причины образования твердых отложений в нефтяных резервуарах	28
2 БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ УДАЛЕНИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ТИПА РВС	33
2.1 Предотвращение накопления отложений в резервуарах.....	33
2.2 Очистка резервуаров.....	37
2.3 Обзор технологических способов очистки резервуаров типа РВС от твердых отложений.....	41
2.3.1 Ручной способ очистки	41
2.3.2 Механизированный способ очистки	42
2.3.3 Гидромеханический способ очистки с применением моющих средств.	43
3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ.....	53
3.1. Характеристики рассчитываемого резервуара.....	53
3.2 Определение габаритов проектируемого резервуара.....	53
3.3. Расчет стенки резервуара на прочность.....	55

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Оглавление			Лит.	Лист	Листов	
Руковод.		Бурков П.В.									
Консульт.											
Зав. Каф.		Брусник О.В.									
					ТПУ гр. 3-2Б4А						

3.3.1. Предварительный выбор толщины поясов	55
3.3.2 Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара.....	56
3.3.3 Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки	57
3.3.4 Проверка толщин стенки резервуара на прочность	58
3.4. Расчет стенки резервуара на устойчивость.....	60
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение ...	66
4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	66
4.2. SWOT-анализ.....	68
4.3. Планирование работ	69
4.3.1. Структура работ	69
4.3.2. План выполнения	70
4.4. Расчет материальных затрат	71
4.4.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ.....	72
4.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы	72
4.4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы	76
4.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	77
4.4.6. Расчет затрат на научные и производственные командировки	78
4.4.7. Накладные расходы	78
4.4.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	79
4.5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	79
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83
5.1. Производственная безопасность	83
5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению	84
5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению	87
5.2 Экологическая безопасность	90
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	91
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	94
СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ.....	96

ВВЕДЕНИЕ

Вопрос хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов является крайне актуальным в настоящее время, так как объёмы нефтедобычи и потребления нефтепродуктов увеличиваются с каждым годом. В процессе хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов в емкостях, особенно в емкостях большого объема, происходит образование и накопление отложений, количество которых иногда достигает $\frac{1}{4}$ полезного объема емкости в год. Это влечет за собой неполное использование объёма нефтяных емкостей, а также возникновение коррозионно-опасных зон под осадком и затрудняет обследования состояния резервуаров. Скопление воды приводит к росту популяции бактерий и появлению коррозионных процессов. Наличие отложений усугубляет развитие очагов коррозии и приводит к ускоренной потере металла – это является главной проблемой при хранении нефти в резервуаре. Кроме снижения полезного объема емкостей, накопление отложений ведет к осложнению процесса их эксплуатации, к затруднению количественного и качественного учета нефти, к снижению технико-экономических показателей работы нефтяных резервуаров и транспортной системы в целом. Для повышения эффективности использования мощности нефтяных емкостей необходимо сохранение их полезного объема. Поэтому обязательным требованием служит контроль технического состояния и своевременная зачистка резервуаров для хранения и транспортировки нефтепродуктов.

Процесс очистки резервуаров регламентируется руководящими документами РД 153-39.4-078-01 и РД 16.01-60.30.00-04, которые определяют порядок выполнения работ по зачистке резервуаров с соблюдением требований охраны труда, а также экологической и пожарной безопасности.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Введение			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.								
Консульт.										
Зав. Каф.		Брусник О.В.						ТПУ гр. 3-2Б4А		

Цель работы – провести анализ современных методов очистки резервуаров вертикальных стальных от донных отложений с технико-экономическим обоснованием наиболее оптимального метода.

Задачи по достижению цели работы:

- изучить процесс и причины образования твердых отложений при хранении нефти в резервуарах;
- провести анализ методов очистки резервуаров от твердых отложений;
- рассмотреть технологии удаления отложений с применением мобильных комплексов;
- выявить наиболее эффективный способ очистки;
- рассчитать параметры прочности и устойчивости для стенки резервуара.

						Лист
						16
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. ОБРАЗОВАНИЕ ТВЕРДЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ ХРАНЕНИИ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРАХ

1.1 Хранение нефти в резервуарах

Резервуары используются для накопления, кратковременного хранения, учета и выдачи сырой и товарной нефти, воды и других жидкостей. Группа резервуаров, сосредоточенных на одной площадке, называется резервуарным парком.

Нефтяной резервуар — искусственно созданная ёмкость для хранения нефти и продуктов её переработки. Классифицируются такие резервуары по следующим признакам:

- 1) Расположение:
 - а) наземные;
 - б) полуподземные;
 - с) подземные;
- 2) Материал изготовления:
 - а) металлические;
 - б) железобетонные;
 - с) в отложениях каменной соли (подземные хранилища).

Кроме того, наземные стальные резервуары различают по форме на цилиндрические (вертикальные, горизонтальные), сферические и каплевидные.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Образование твердых отложений при хранении нефти в резервуарах	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.						
Консульт.						ТПУ зр. 3-2Б4А		
Зав. Каф.		Брусник О.В.						

В соответствии с ГОСТ 1510 – 84 для хранения нефти могут быть использованы следующие виды нефтехранилищ и резервуаров:

- подземные хранилища в отложениях каменной соли, гипса, ангидрита, доломита, мергеля, известняка, глины, магматической и вечномёрзлых породах;
- металлические горизонтальные резервуары низкого давления;
- металлические вертикальные резервуары с понтоном, плавающей крышей, газовой обвязкой и др.;
- железобетонные резервуары с газовой обвязкой.

Наиболее распространены стальные вертикальные цилиндрические нефтяные резервуары (РВС), которые предназначены для эксплуатации в районах с ветровой нагрузкой до 980 Па, снеговой нагрузкой до 1960 Па и температурой до -65°C . Они изготавливаются вместимостью от 100 до 100 000 м³ и могут иметь стационарную и плавающую крыши. Для хранения большинства нефтей и нефтепродуктов (имеющих при температуре $37,8^{\circ}\text{C}$ давление насыщенных паров до $2,67 \cdot 10^4$ Па) используют резервуары со стационарной крышей, опирающейся на корпус (сферическая крыша) или, кроме того, на центральную стойку-опору (коническая крыша). Резервуары вместимостью от 100 до 5000 м³ изготавливают с конической крышей, от 10 000 до 30 000 м³ — со сферической крышей, выполненной из радиальных щитов. Для хранения мазута и тёмных нефтепродуктов применяют также резервуары вместимостью до 5000 м³ с "безмоментной" крышей, требующей меньших затрат металла. Бензины и нефти с давлением насыщенных паров до 0,067 МПа в целях сокращения потерь от испарения хранят в вертикальных цилиндрических резервуарах со стационарными крышами, оборудованных понтонами вместимостью до 20 000 м³, или резервуарах с плавающими крышами — вместимостью до 100 000 м³. [2], [36]

Подземные резервуары, входящие в состав подземного комплекса хранилищ, согласно СНиП 2.11.04-85 подразделяются на следующие типы:

- бесшахтные, сооружаемые через буровые скважины геотехнологическим способом в каменной соли или вечномёрзлых горных породах;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		18

- шахтные, сооружаемые горным способом в породах с положительной температурой и в вечномёрзлых горных породах;
- траншейные, сооружаемые открытым способом в вечномёрзлых горных породах;
- низкотемпературные ледопородные, сооружаемые открытым способом в искусственно замороженных горных породах.

Такие резервуары в основном применяются для межсезонного хранения нефтепродуктов (бензин, дизельное топливо, керосин). Максимальный объем подземной емкости в России – 150 тыс. м³. Освобождение хранилища от нефтепродуктов осуществляется закачкой насыщенного раствора соли.

Железобетонные полуподземные резервуары представляют собой ёмкость для хранения нефти и нефтепродуктов, днище, корпус и покрытие которой изготавливаются из железобетона. Различают железобетонные резервуары монолитные (днище, корпус и покрытие имеют общий каркас из стальной арматуры) и сборно-монолитные (днище в виде монолитного блока, а корпус и покрытие из сборных плит). По способу сооружения железобетонные резервуары делят на наземные и заглублённые. Последние являются менее пожароопасными, что позволяет сократить расстояние между резервуарами и другими сооружениями, это значительно сокращает размеры резервуарного парка и трубопроводов. Использование железобетонного резервуара по сравнению с металлическими емкостями позволяет снизить расход металла в 2-3 раза, необходимого для их производства, увеличивается срок службы резервуара. Для увеличения газонепроницаемости покрытия предварительно подвергаются напряжению, на поверхность засыпается слой земли (200-250 мм) или наливают воду (150 мм, покрытие с водяным экраном). Для хранения нефти и нефтепродуктов используются цилиндрические железобетонные резервуары. Вместимостью от 1000 до 40 000 м³, мазута — прямоугольные, до 2000 м³.

Для обеспечения нормальной эксплуатации нефтяные резервуары снабжаются технологическим оборудованием: дыхательной аппаратурой, предохранительной арматурой (кроме резервуаров с плавающими крышами),

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		19

приёмно-раздаточными патрубками, люками-лазами, замерными люками, приборами для отбора проб и измерения уровня нефтепродукта и температуры, средствами молниезащиты и защиты от статического электричества, устройствами по предотвращению образования отложений в резервуарах. Резервуары для хранения вязких нефтепродуктов дополнительно оборудованы нагревательными устройствами, подъемными трубами и др. (для уменьшения теплопотерь такие резервуары теплоизолированные).

1.2 Конструкция нефтяных резервуаров типа РВС

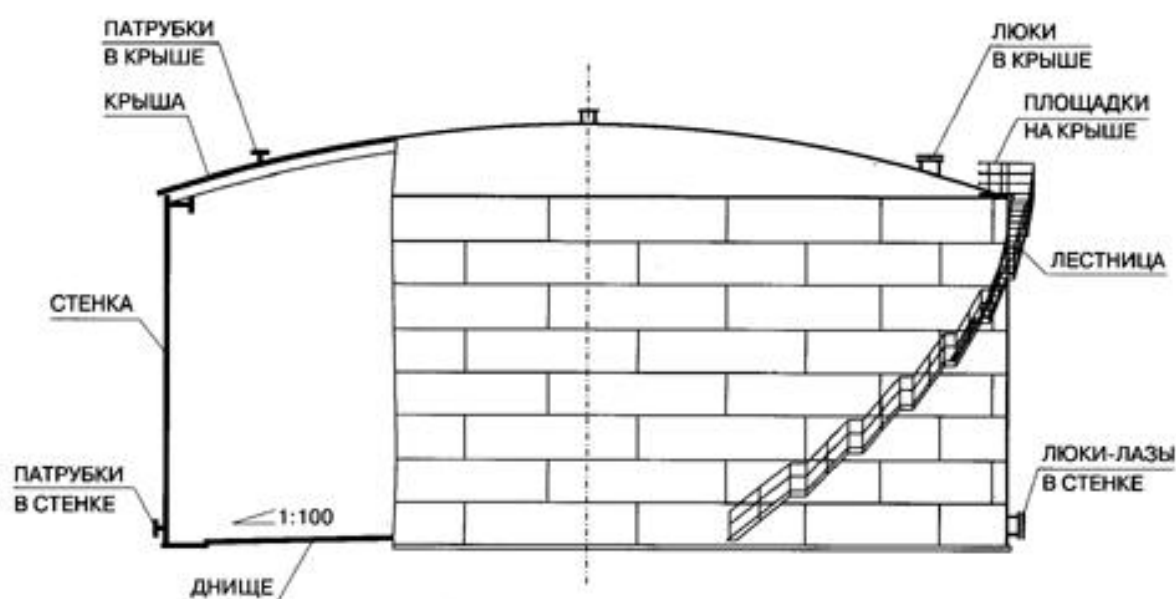


Рисунок 1.2.1 – Основные элементы конструкции нефтяного резервуара типа РВС [36]

Согласно ГОСТ Р 52910-2008 к конструкции резервуара применяются следующие требования.

1.2.1 Требования к конструкции днища

Днища резервуаров должны быть коническими с уклоном к центру или от центра. Для резервуаров объемом до 1000 м³ включительно допускается применение плоских днищ.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

Толщина листов днища резервуаров объемом 1000 м^3 и менее должна быть не менее 4 мм (без учета припуска на коррозию). Дно резервуаров объемом от 2000 м^3 и выше должны иметь центральную часть и утолщенную кольцевую окрайку. Толщина листов центральной части днища должна быть не менее 4 мм (без учета припуска на коррозию). Номинальная толщина нижней пластины должна быть не менее 6 мм.

Выступ листов окрайки за стенку резервуара должен быть не менее 50 и не более 100 мм.

Для листов окрайки должна применяться та же марка стали, что и для нижнего пояса стенки, или соответствующего класса прочности при условии обеспечения их свариваемости.

Номинальную толщину и минимальную ширину листа окрайки от внутренней поверхности стенки до сварного шва прикрепления центральной части днища к окрайке определяют расчетом. При этом минимальное расстояние от стенки до сварного шва должно быть не менее 600 мм.

Центральную часть днища допускается выполнять в виде отдельных листов или рулонированных полотнищ. Отдельные листы сваривают между собой внахлест или встык на подкладных пластинах, а полотнища, сваренные встык, - внахлест. Листы или полотнища центральной части днища сваривают с окрайкой внахлест (шириной не менее 60 мм) сплошным угловым швом сверху.

1.2.2 Требования к конструкции стенки

Вертикальные соединения листов должны выполняться сварными стыковыми с двусторонними швами. Вертикальные соединения листов на смежных поясах стенки должны быть смещены друг относительно друга на расстояние не менее $10t$ (где t - толщина нижележащего пояса стенки).

Горизонтальные соединения листов должны выполняться сварными стыковыми с двусторонними швами. Взаимное расположение листов соседних поясов устанавливается в проектной документации.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		21

Для РВС вертикальные оси поясов располагают по одной вертикальной линии; для РВСП и РВСПК пояса стенки совмещают по внутренней поверхности.

Для резервуаров с толщиной листов 1-го пояса стенки 20 мм и менее допускается сварное тавровое соединение без разделки кромок. Размер катета углового шва должен быть не более 12 мм и не менее номинальной толщины окрайки. Для резервуаров с толщиной листов более 20 мм должно применяться сварное тавровое соединение с разделкой кромок.

Минимальная расчетная толщина стенки t_c , в каждом поясе для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$t_c = \frac{[g \cdot \rho(H - z) \cdot r]}{R_y \cdot \gamma_c}, \quad (1)$$

где g - ускорение свободного падения в районе строительства;

r - плотность продукта;

H – высота налива продукта;

z - расстояние от дна до нижней кромки пояса;

r - радиус срединной поверхности пояса стенки резервуара;

R_y - расчетное сопротивление материала;

γ_c - коэффициент условий работы, равный 0,7 для нижнего пояса, равный 0,8 для всех остальных поясов.

Таблица 1.2.2.1 – Минимальная конструктивная толщина стенки

Диаметр резервуара, м	Минимальная толщина стенки, мм
Не более 16 включительно	5
От 16 до 25 включительно	6
От 25 до 40 включительно	8
Минимальная конструктивная толщина стенки	
От 40 до 65 включительно	10
Свыше 65	12

1.2.3 Требования к ребрам жесткости на стенке резервуара

Стенка резервуара должна иметь основное кольцевое ребро жесткости, которое устанавливается в верхней части стенки.

В резервуарах со стационарной крышей основное кольцевое ребро жесткости должно одновременно служить опорной конструкцией для крыши. Основное кольцевое ребро жесткости может быть установлено снаружи или внутри стенки; сечение ребра определяют расчетом.

В резервуарах с плавающей крышей основное кольцевое ребро жесткости шириной не менее 800 мм устанавливают снаружи резервуара на 1,1 - 1,25 м ниже верха стенки и одновременно используют в качестве площадки обслуживания.

Кольцевые ребра жесткости должны иметь непрерывное сечение по всему периметру стенки. Кольца жесткости должны отстоять не менее чем на 150 мм от горизонтальных швов стенки, а их монтажные стыки не менее чем на 150 мм - от вертикальных швов стенки. Конструкция колец жесткости не должна позволять воде накапливаться на них, а также должна обеспечивать орошение стенки ниже уровня колец.

1.2.4 Требования к стационарным крышам

Общие требования:

а) Стационарные крыши должны опираться по периметру на стенку резервуара с использованием кольцевого элемента жесткости.

б) Толщина листового покрытия и элементов поперечного сечения профилей каркаса крыши должна составлять не менее 5 мм без учета припуска на коррозию.

в) Использование крыш других конструкций (не описанных в настоящем стандарте) допускается при условии соблюдения требований настоящего стандарта.

г) Допускается использование стационарных крыш из алюминиевых сплавов.

						Лист
						23
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Бескаркасные крыши:

а) Бескаркасные крыши должны быть сформированы листовым настилом в виде пологих конических или сферических оболочек.

б) Бескаркасные конические крыши рекомендуется применять для резервуаров диаметром не более 12,5 м; бескаркасные сферические крыши - для резервуаров диаметром не более 25 м.

Геометрические параметры бескаркасной конической крыши должны отвечать следующим требованиям:

- максимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен составлять 30° ;
- минимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен составлять 15° .

в) Оболочка конической крыши формируется из полотнищ листового настила. Сварные соединения между полотнищами настила должны выполняться внахлест с двусторонними сварными швами.

г) Геометрические параметры бескаркасной сферической крыши должны отвечать следующим требованиям:

- Минимальный радиус сферической поверхности должен быть в 0,8 раза больше диаметра резервуара;
- максимальный радиус сферической поверхности - в 1,2 раза больше диаметра резервуара.

Каркасные крыши:

а) Каркасные конические крыши рекомендуются для резервуаров диаметром от 10 до 25 м; каркасные сферические крыши - для резервуаров диаметром от 25 м и более.

б) Геометрические параметры каркасной конической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- минимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть не менее 6° (уклон 1:10);

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		24

- максимальный угол наклона образующей крыши к горизонтальной плоскости должен быть $9,5^\circ$ (уклон 1:6).

Каркас конической крыши может быть ребристым или ребристо-кольцевым.

в) Геометрические параметры каркасной сферической крыши должны соответствовать следующим требованиям:

- минимальный радиус сферической поверхности должен быть в 0,8 раза больше диаметра резервуара;
- максимальный радиус сферической поверхности должен быть в 1,5 раза больше диаметра резервуара.

Каркас сферической крыши следует выполнять ребристым, ребристо-кольцевым или сетчатым.

г) Каркасные крыши могут быть обычного и взрывозащищенного исполнения.

В каркасных крышах обычной конструкции настил должен быть прикреплен ко всем элементам каркаса.

В каркасных крышах взрывозащищенной конструкции листовой настил должен быть прикреплен только к окаймляющему элементу стенки по периметру крыши. Катет сварного шва в соединении между настилом и кольцевым элементом жесткости считают равным 4 мм.

Патрубки и люки в крыше:

а) Количество и размеры патрубков и люков зависят от типа и объема резервуара и должны быть указаны в техническом задании заказчиком резервуара и подтверждаться расчетом.

б) Вентиляционные патрубки должны быть установлены с минимальным (не более 10 мм) выступом относительно настила крыши с внутренней стороны резервуара.

в) Фланцы патрубков должны соответствовать ГОСТ 12820 с условным давлением 0,25 МПа, если иное не указано в техническом задании.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		25

г) Все патрубки на крыше резервуара, работающие при избыточном давлении, должны иметь временные заглушки, предназначенные для герметизации резервуара вовремя проведения испытаний.

д) Для осмотра внутреннего пространства резервуара его вентиляции (при очистке и ремонте) на стационарной крыше должны быть установлены как минимум два люка диаметром 500 мм.

1.3 Асфальтосмолистые и парафинистые осадки

Во время эксплуатации на днище резервуаров с нефтью могут накапливаться значительные количества осадков, состоящих в основном из парафина. Процесс выпадения осадка хотя и происходит достаточно медленно, но может привести к образованию значительного количества парафина, препятствуя его дальнейшей эксплуатации и вызывающего надобность вывода из эксплуатации и производства работ по его зачистке. Большое количество осадка может мешать опусканию плавающей крыши; осадок может засорить дренажное устройство, уменьшить полезный объем резервуара.

Донные парафинистые отложения в резервуарах могут быть рыхлыми и уплотненными.

Рыхлые резервуарные осадки - это осадки, которые накапливаются в течение короткого времени и представляют собой осевшие частицы смолопарафиновой взвеси, плохо слипшиеся друг с другом с включениями дисперсной среды (нефти). Они по составу и свойствам близки к нефти, из которого они были сформированы.

Уплотненные резервуарные осадки — это слежавшиеся смолопарафиновые отложения с плотной компактной структурой, подверженной процессу старения, которые накапливаются в течение долговременной эксплуатации резервуаров. Они характеризуются повышенным содержанием парафина, асфальто-смолистых веществ, воды и мехпримесей в сравнении с нефтью, из которой они были образованы.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		26

При длительном накоплении парафинистого осадка наблюдается изменение его структуры и переход рыхлого осадка в уплотненный, время размыва которого до 5-6 раз превышает время взвешивания рыхлого осадка равной высоты [34].

Отложения асфальтено-смолопарафиновых представляют собой сложную по составу многокомпонентную композицию, основу которой составляют твердые углеводороды такие как парафин и асфальтены, жидкие углеводороды представляют смолы и связанная нефть. Процесс образования отложений происходит в результате изменения фазового состояния нефтяной системы и выделения твердой фазы. В соответствии с этим механизм образования отложений определяется в первую очередь свойствами и составом нефти. Как известно, нефти с высоким содержанием нафтеновых и ароматических углеводородов с меньшей вероятностью образует сильные отложения парафина, чем нефть, в которой преобладают соединения метанового нормального и парафинового рядов. Эта закономерность подтверждается на практике, приводя к проблеме образования трудноразрушаемых отложений.

Парафины могут быть в трех формах :

- макрокристаллической — такая форма может доминировать за счет алканов с неразветвленными цепями и классически определяется по отложениям парафинов в подводных трубопроводах и трубопроводах экспорта продукции;
- полумикрокристаллической — промежуточная форма макро- и микрокристаллических парафинов;
- микрокристаллической — такая форма характеризуется наличием циклоалканов (нафтенов) и алканов с разветвленными цепями и часто связана с наличием асфальтенов и других твердых отложений (такие парафины в основном встречаются на днищах резервуаров в виде шламовых отложений).

Высокомолекулярная органическая часть загрязнении, представляет собой гидрофобные частицы, находящиеся в виде коллоидного раствора, обладает высокоэмульгирующей способностью по отношению к воде.

									Лист
									27
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата					

Образование органических веществ, входящих в состав загрязнений, осуществляется под влиянием факторов, которые отражены на схеме (рис. 1.3.1.).

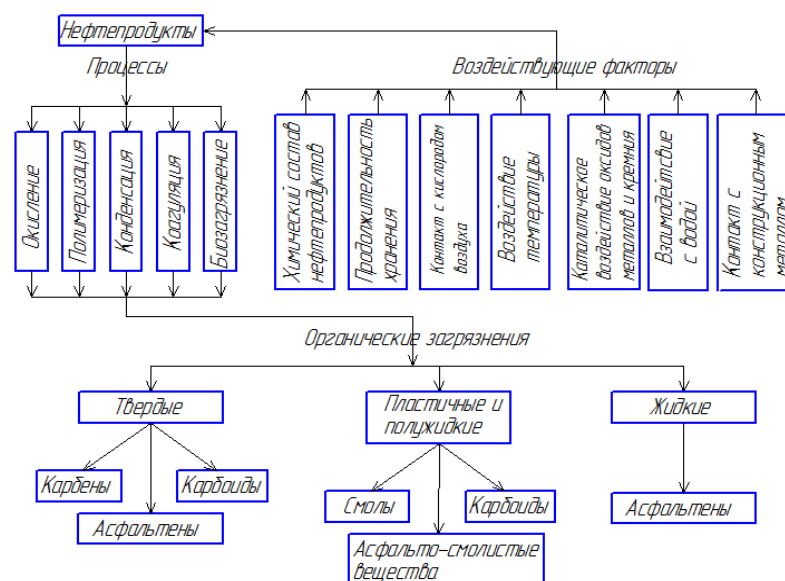


Рис. 1.3.1. Структурная схема образования органических загрязнений в нефтепродуктах

1.4 Причины образования твердых отложений в нефтяных резервуарах

В процессе транспортировки и хранения любых добываемых нефтей происходит выпадение осадков. Накопление образующихся осадков в нефтяных резервуарах влечет за собой уменьшение полезного объема, затрудняет движение нефти и перемешивание различных ее слоев в резервуаре, это способствует локализации концентрированных агрессивных растворов солей и формированию коррозионно-опасных водяных линз. В результате чего развиваются коррозионные процессы в районе днища, упорного сварного шва и первого пояса резервуара. Чтобы эффективно бороться с такими накоплениями, необходимо выяснить сущность, а также установить главные закономерности этого процесса.

Образование осадка в резервуарах связано с выделением и последующим осаждением твердой фазы. Выделение твердой фазы зависит от

физико-химических характеристик нефти, температуры и ряда других факторов, а интенсивность накопления осадков зависит от конструктивных и технико-эксплуатационных особенностей емкостей.

Осадок по площади распределяется неравномерно, его наибольшая толщина создается в участках, удаленных от приемо-раздаточных патрубков, что не позволяет точно замерять фактическое количество нефти в резервуаре. Уровень осадков может варьироваться от 0,3 до 3 м, а объем – от 300 до 6000 м³. На рисунке 1.4.1 показано распределение нефтеосадка и характерные зоны по уровню коррозионного поражения нижнего пояса стенки резервуара.

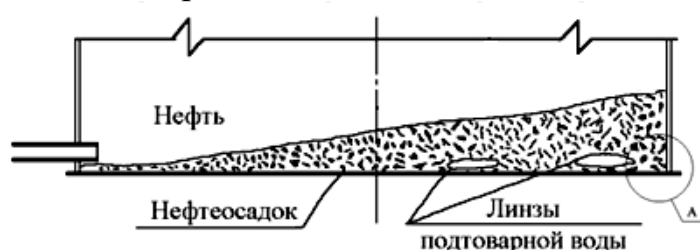


Рисунок 1.4.1 – Распределение нефтеосадка в РВС [34]

В 1961 г. В.Ф. Нежевенко посвящает одну из работ образованию парафинистого осадка в емкости малого объема на нефтяном месторождении. Основной целью этой работы являлось определение скорости образования осадка и составлении рекомендаций о возможности отстоя нефти от взвешенного парафина. В результате экспериментов было обнаружено, что снижение температуры в резервуаре происходит крайне медленно. Выделившиеся в результате охлаждения нефти кристаллы парафина оседают с небольшой скоростью. Осевшие кристаллы парафина не переходят в жидкое состояние даже при пребывании нефти в более высокой температуре. Отстой нефти практически не сказывается на общем содержании парафина и не имеет никакого смысла.

В середине 1960-х В.П. Тронов в своих исследованиях установил, что смолы нельзя рассматривать как компонент, способный самостоятельно стать источником образования строительного материала для образования смоло-парафиновых отложений. Для формирования большого количества осадка необходимо присутствие кристаллов парафина. Одновременное присутствие

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		29

всех перечисленных компонентов ведет к формированию большого объема осадка с плотной консистенцией.

Для установления закономерностей процесса осадкообразования в парафинистых нефтях В.П. Свиридовым и Г.Э. Лерке в 1972 году провели исследования нефтей с четырех месторождений. На основании полученных результатов была построена зависимость общего содержания взвеси от температуры для каждой изучаемой нефти (рисунок 1.4.2).

На графике, представленного на рисунке 1.4.2, следует, что с изменением температуры содержание твердой фазы также изменяется. Это связано с процессом выделения парафина, который является основным составляющим элементом образовавшегося осадка. Тем самым, с понижением температуры происходит дополнительная кристаллизация парафина что в свою очередь приводит к адсорбции на них асфальто-смолистых веществ. Другие компоненты рассматриваемых нефтей (механические примеси и вода) практически не влияют на общее содержание взвеси при понижении температуры.

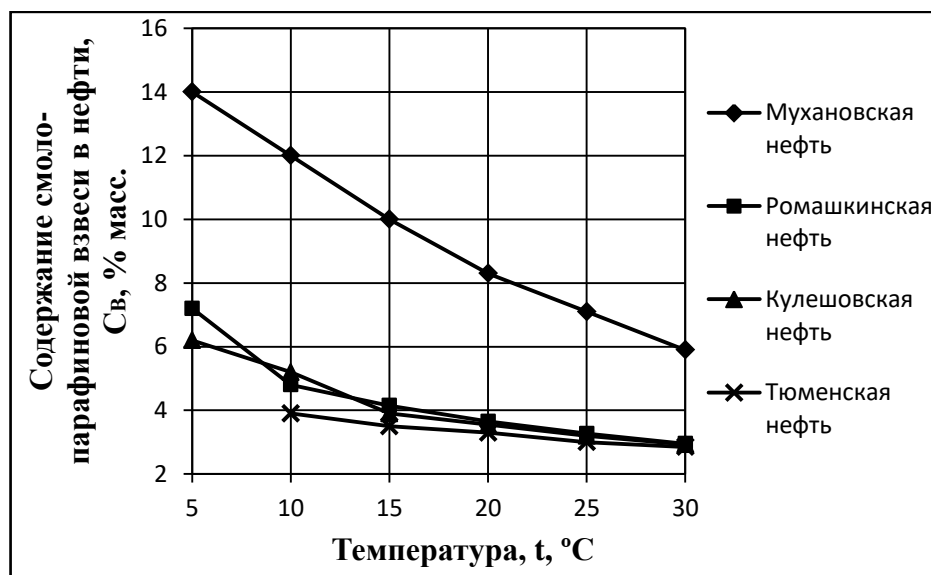


Рисунок 1.4.2 – Общее содержание смоло-парафиновой взвеси в зависимости от температуры для различных нефтей [34]

В 1988 году В.Я. Юрцын, А.Г. Соколова, В.Г. Калачаева, В.В. Гафнер провели исследования по образованию высокомолекулярных органических

соединений, смолисто-асфальтеновых веществ (САВ), парафиновых отложений на стенках нефтяных резервуаров, а также физико-химические свойства этих отложений.

Было установлено, что большая часть отложения происходят в осенне-зимний период в верхней части резервуара (8–11 м от днища), не освещаемой и не прогреваемой солнцем. Толщина отложений уменьшается на расстоянии 6–7 м от крыши резервуара.

Поверхность резервуара прогревается на солнечной стороне, это способствует частичному сползанию парафиновых отложений со стенок в донную часть. На шероховатой поверхности формирования отложений происходит более интенсивней, а продукты коррозии являются центрами кристаллизации парафинов и образования крупных дисперсных частиц САВ.

Исследованиями показали, что прямой связи между содержанием парафина и интенсивностью его отложения нет. Отсутствие связи обусловлено существенным различием состава твердых углеводородов – «парафина», точнее, различием в соотношениях ароматических, нафтеновых и метановых соединений в высокомолекулярной части углеводородов, которое при стандартных методах исследования нефтей не определяется. Между тем доказано, что именно различия в составе твердых углеводородов в основном предопределяют особенности образования парафиновых отложений. Чем выше содержание углеводородов с разветвленными структурами - ароматическими, нафтеновыми и изоалканами, тем менее сильными являются парафиновые отложения, поскольку такого типа соединения обладают повышенной способностью удерживать кристаллические образования жидкой массы. Углеводороды метанового ряда – именно высокомолекулярные парафины, напротив, без труда выделяются из раствора с формированием плотных структур. Ясно, что рыхлые и полужидкие кристаллические отложения могут быть удалены относительно легко и, наоборот, плотные и сильные отложения,

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		31

сформировываются в основном из н-алканов, создают серьезные осложнения, на устранение которых требуется много средств и труда.

						Лист
						32
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2 БОРЬБА С ОТЛОЖЕНИЯМИ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ УДАЛЕНИЯ ИЗ НЕФТЯНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ ТИПА РВС

2.1 Предотвращение накопления отложений в резервуарах

Одним из вариантов решения проблемы очистки резервуаров является предотвращение накопления осадков.

Наиболее рациональным из всех существующих методов по борьбе с накоплением донных осадков в резервуарах являются гидравлические системы размыва, в частности система, разработанная ВНИИСПТнефть и внедренная в резервуарах многих нефтеперекачивающих станций и нефтебаз. Система состоит из группы веерных сопел, из которых струи нефти распространяются по днищу резервуара, смывают осадок, и затем взвешенный осадок вместе с нефтью откачивается из резервуара. Эта система позволяет исключить трудоемкие периодические зачистки резервуаров, сохранить и перевести в нефть осадок, представляющий собой ценный энергоресурс, увеличивает полезную емкость резервуара и устраняет загрязнение окружающей среды.

Разновидностью этой системы являются системы размыва осадков СР–5000 МН и СР–20000 МН.

Вместо системы веерных кольцевых сопел может применяться также компактная струя с медленно вращающимся соплом, также обеспечивающая высокую эффективность перемешивания осадка с нефтью.

Недостатком подобных систем является то, что со временем трубопроводы обвязки разрушаются, подвижные части сопел засоряются, снижая эффективность размыва.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Борьба с отложениями и технологии их удаления из нефтяных резервуаров типа РВС			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.								
Консульт.										
Зав. Каф.		Брусник О.В.								
						ТПУ гр. 3-2Б4А				

В конце 80-х годов начал применяться другой способ размыва донных отложений, при котором объем нефти внутри резервуара приводится в интенсивное движение с помощью специальных устройств (миксеры, мешалки). Размыв отложений осуществляется подвижной затопленной струей.

Смесительные устройства обычно устанавливают в резервуарах, часто получающих высоковязкую или загрязненную сырую нефть. Их назначение – не допускать образования осадков в нижней зоне резервуара, поддерживая во взвешенном состоянии тяжелые и вязкие компоненты нефти. За рубежом преимущественно применяют винтовые смесители с тремя лопастями. Рекомендуется, чтобы мощность привода смесителей в резервуарах для хранения сырой нефти была не менее 1,5 кВт на 1000 м³ вместимости резервуара.

Винтовые смесители устанавливают под нижним уровнем опускания плавающей крыши резервуара напротив всасывающих и нагнетательных патрубков на угловом расстоянии друг от друга в 60°, как это показано на рисунке 2.1.1. Положение вала винта смесителя в горизонтальной плоскости может меняться на 30°, что дает возможность улучшить зачистку дна резервуара.

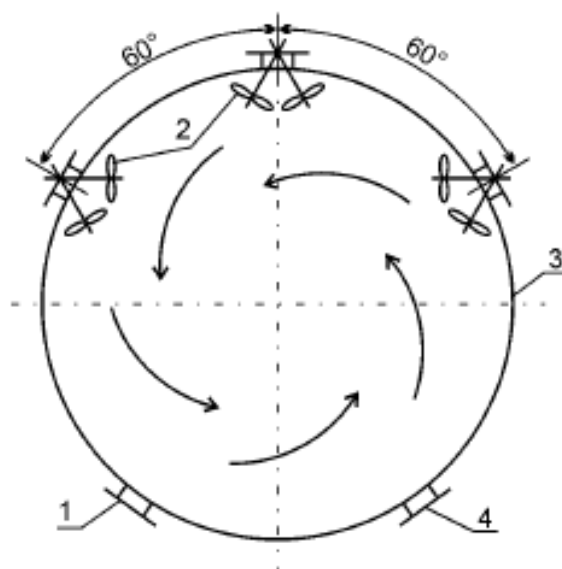


Рисунок 2.1.1 – Схема установки в резервуаре винтовых смесителей, где

1 – наливной патрубок, 2 – винтовой смеситель, 3 – стенка резервуара, 4 – сливной патрубок. [35]

Эффективность смесителей в резервуарах большой вместимости (около 100 тыс. м³) повышается при сочетании их работы с системой подогрева, когда за счет конвекции продукта, вызываемой теплообменом, улучшается перемешивание. Эффективно также устройство на равном расстоянии друг от друга в нижней части стенки резервуара нескольких отсосов, как это показано на рисунке 2.1.2, соединенных с откачивающим насосом, который работает во время опорожнения резервуара. [35]

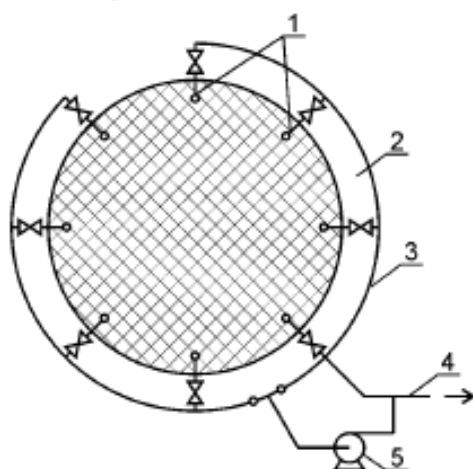


Рисунок 2.1.2 – Схема устройства отсосов в резервуаре, где

1 – отсосы, 2 – стенка резервуара, 3 – обвязка отсосов, 4 – отсасывающий трубопровод, 5 – откачивающий насос. [35]

В настоящее время имеется большое количество подобных электромеханических мешалок различных конструкций. Среди них наибольшее распространение получили: «Jensen 620VA 25/29» (США) (рисунок 2.1.3 б), «Plenty 28P-8TM25» (США) (рисунок 2.1.3 в), «Prematechnic 177520» (Германия), «Тайфун» (Россия) (рисунок 2.1.3 д), «Диоген» (Россия) и т.д. Мешалки, разработанные ГРЦ «КБ им. академика В.П. Макеева» (рисунок 2.1.3 г), успешно применяются с 1998 года на нефтеперерабатывающих предприятиях Республики Башкортостан. В те же годы ОАО

«Центрсибнефтепровод» разработало устройство «Диоген» (рисунок 2.1.3 а), который установлен на многих резервуарах ОАО «АК «Транснефть».

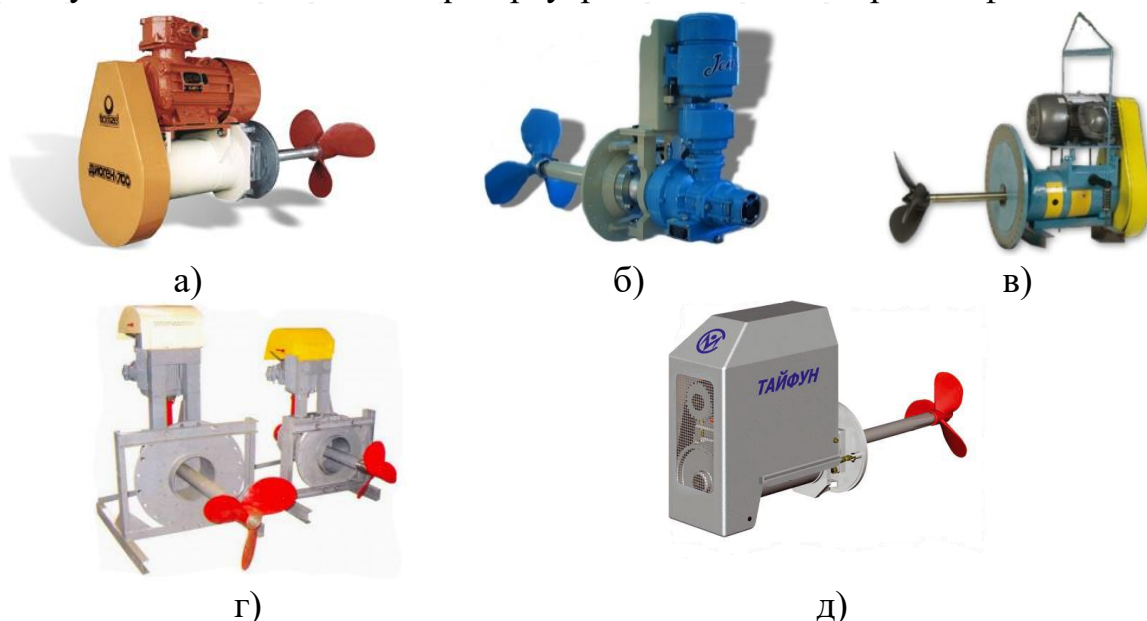


Рисунок 2.1.3 – Внешний вид электромеханических мешалок [35]

Опыт применения электромеханических мешалок на предприятиях топливно-энергетического комплекса России выявил следующие недостатки:

- происходит расцентровка вала из-за касания пропеллера донных отложений, вследствие чего возникает вибрация стенки резервуара, которая может привести к его разрушению;
- эффективность размыва осадка мала из-за большого коэффициента турбулентности создаваемой струи, уменьшающего дальность струи.

Для резервуаров вертикальных стальных наиболее предпочтительными являются смесительные устройства, для железобетонных резервуаров – гидравлическая система размыва (размывающие головки).

Однако накопление осадков не всегда удается предотвратить. В этом случае применяют различные способы очистки.

2.2 Очистка резервуаров

Согласно ГОСТ 1510-84 [3] металлические резервуары, за исключением резервуаров предприятий длительного хранения, должны подвергаться периодической зачистке:

- не менее двух раз в год – для топлива для реактивных двигателей, авиационных бензинов, авиационных масел и их компонентов, прямогонных бензинов;
- допускается при наличии на линии закачки средств очистки с тонкостью фильтрования не более 40 мкм зачищать резервуары не менее одного раза в год;
- не менее одного раза в год – для присадок к смазочным маслам и масел с присадками;
- не менее одного раза в два года – для остальных масел, автомобильных бензинов, дизельных топлив, парафинов и аналогичных по физико-химическим свойствам нефтепродуктов.

Согласно РД 153-39.4-078-01 [1] резервуары для нефти следует очищать по мере необходимости, определяемой условиями сохранения качества нефти, надежной эксплуатацией резервуаров и оборудования. Отстой воды и загрязнений из резервуаров следует удалять не реже одного раза в год.

Таким образом, очистку необходимо проводить в целях:

- обеспечения надежной эксплуатации резервуаров;
- освобождения от пирофорных отложений, высоковязких остатков с наличием минеральных загрязнений, ржавчины и воды;
- полного обследования и производства ремонта.

На очистку резервуара составляется проект производства работ, который должен содержать следующие разделы:

- подготовка резервуара к проведению работ;
- проведение очистки;
- безопасность проведения работ;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		37

- пожарная безопасность;
- схема размещения оборудования, используемого при очистке.

Проект утверждается главным инженером филиала предприятия и согласовывается пожарной охраной объекта.

Работы по очистке резервуаров могут выполнять ремонтные подразделения эксплуатирующей организации либо специализированные предприятия, имеющие соответствующую лицензию.

На весь период работ по очистке резервуара назначается ответственный для руководства и обеспечения безопасных условий труда (если очистка выполняется эксплуатирующей организацией) или решения организационных вопросов и контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на объекте (при привлечении к очистке специализированной организации).

Перед выполнением работ внутри резервуара все связанные с ним трубопроводы должны быть отключены закрытием задвижек и установкой заглушек с хвостовиком. Место и время установки заглушек должны быть записаны в вахтовом журнале. Для проведения работ по очистке оформляются акт и наряд-допуск на проведение газоопасных (ремонтных) работ. Периодически повторяющиеся газоопасные работы, являющиеся неотъемлемой частью технологического процесса, характеризующиеся аналогичными условиями их проведения, постоянством места и характера работ, определенным составом исполнителей, могут проводиться без оформления наряда-допуска, но с обязательной регистрацией перед их началом в журнале.

Технологический процесс очистки резервуара может включать следующие операции:

- откачку нефти и размыв донных отложений системами в соответствии с инструкцией по их эксплуатации;
- откачку до минимально возможного уровня;
- подготовку донного осадка к откачке из резервуара, контроль качества продукта и откачку его в соответствии с ППР;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

- дегазацию резервуара до значений ПДВК при соблюдении предельного уровня загазованности каре резервуара не более 20 % НКПР;
- очистку резервуара в соответствии с ППР;
- дегазацию резервуара до значений ПДК;
- контроль качества очистки;
- утилизацию осадка.

Для очистки резервуаров применяются технологии, прошедшие утверждение в органах Госгортехнадзора в установленном порядке.

Выбор технологического варианта очистки обусловлен реальными условиями, состоянием объекта, уровнем и реологическими свойствами осадка.

Дегазация резервуара может осуществляться с помощью принудительной вентиляции, пропарки или другими способами.

Резервуары следует пропаривать при открытых люках. При пропарке резервуара внутри него должна поддерживаться температура не ниже 78 °С.

При пропаривании резервуара с металлическим понтоном верхнюю (над понтоном) и нижнюю (под понтоном) части резервуара следует пропаривать самостоятельно. Резервуары с понтоном из синтетического материала не пропаривают. При использовании пара для размягчения осадка и флегматизации газового пространства следует закрыть люки и следить за работой дыхательной арматуры.

Естественная вентиляция резервуара при концентрации паров в газовом объеме более 2 г/м³ должна производиться только через верхние световые люки с установкой на них дефлекторов.

Вскрытие люков-лазов первого пояса для естественной вентиляции (аэрации) допускается при концентрации паров нефти в резервуаре не более ПДВК (2,1 г/м³).

Запрещается проводить вскрытие люков и дегазацию резервуара (принудительную и естественную) при скорости ветра менее 1 м/с.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		39

Применяемое при очистке оборудование должно отвечать следующим требованиям:

- обеспечивать взрывозащищенность и искробезопасность;
- обеспечивать выполнение всех технологических операций с соблюдением технической и экологической безопасности процесса;
- быть сертифицированным в соответствии с установленными правилами.

Моющие средства должны быть химически нейтральными к контактному материалу (металл, бетон, лакокрасочное покрытие) и иметь гигиенический сертификат. Химические реагенты различного спектра действия должны иметь гигиенический сертификат и заключение о его применимости на объектах транспорта нефти.

В процессе очистки резервуаров проводится контроль концентрации углеводородов в газовом пространстве.

Отходы, полученные в результате очистки резервуара и не подлежащие дальнейшему использованию на предприятиях, должны быть утилизированы или размещены в специально отведенных местах, согласованных с территориальными органами санэпиднадзора и органами, уполномоченными в области охраны окружающей природной среды и экологической безопасности.

Качество очистки резервуара контролируется:

- измерением концентрации углеводородов в газовом пространстве резервуара (ПДК не более 300 мг/м^3);
- визуально;
- измерением предельно допустимой пожарной нагрузки в наиболее загрязненном месте (ПДПН не более $0,2 \text{ кг/м}^2$ для работы без доступа людей в резервуар и не более $0,1 \text{ кг/м}^2$ с доступом людей внутрь резервуара) для проведения огневых работ.

После выполнения очистных работ составляется акт на выполненную очистку.

						Лист
						40
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

При необходимости выполнения ремонта с ведением огневых работ составляется акт. Для проведения огневых работ оформляется наряд-допуск.

После окончания ремонтных и других работ все заглушки должны быть удалены. Снятие заглушек, отмеченных в журнале, обязан проверить ответственный представитель предприятия.

2.3 Обзор технологических способов очистки резервуаров типа РВС от твердых отложений

Способы очистки резервуаров и емкостей подразделяются на три вида:

- ручной;
- механический (механизированный);
- гидромеханический способ очистки с применением моющих средств.

2.3.1 Ручной способ очистки

Ручной способ является весьма трудоемким и вредным, требует проведения дополнительных мероприятий по обеспечению безопасности ведения работы для рабочего персонала, а также вывода емкости из эксплуатации на длительное время. Несмотря на то, что множество недостатков этого способа позволили отнести его в разряд бесперспективных, он, к сожалению, по-прежнему является самым распространенным на территории России и СНГ.

Разжижение шлама, его откачка в емкости и удаление твердых остатков производится вручную, с применением самого примитивного инструмента – лопат и носилок. Такая **очистка резервуаров** не предусматривает возврата углеводородов заказчику, т.к. вручную их невозможно отделить от воды и механических примесей – в этом случае шлам просто перевозится на полигон, что приводит к постоянному росту объема нефтешламов. После удаления твердых остатков ёмкость пропаривают, промывают горячей (30 – 50) °С водой

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

из пожарного ствола при давлении (0,2 – 0,3) МПа. Промывочную воду с оставшимся нефтешламом откачивают насосом.

Единственными достоинствами данного метода являются технологическая простота и минимальные стартовые затраты.

2.3.2 Механизированный способ очистки

Механический способ зачистки нефтяных емкостей производится с помощью различных переносных технических средств, минитракторов, бульдозеров. Первые опыты применения механизированной очистки осуществили в 30-х гг. на судах пароходства «Совтанкер». Метод применялся в основном для удаления тяжелых мазутных осадков из резервуаров большой емкости. Этот способ позволял значительно сократить время на производство работ, уменьшить простой резервуара и уменьшить объем тяжелых операций, вредных для здоровья человека, но имел ряд существенных недостатков: большие капитальные затраты при низком качестве очистки днища, необходимость доочистки резервуара вручную, нарушение целостности резервуара, повреждение днища.

Известен ряд конструкций механических очистных устройств, включающих управляемые скребки для очистки днища резервуара и подъемные устройства (средства) для удаления грязевой массы из резервуара. Однако при очистке с помощью этих устройств возникает ряд осложнений: работа подъемных средств часто сопровождается ударами о стенки резервуаров, размыв донного остатка происходит неравномерно, вследствие чего остается неудаленная масса и т.п.

С учетом современных существующих технологий этот способ является устаревшим и неэффективным.

Несмотря на указанные выше недостатки, в 1993 году братья В.Стейплс и Р.Стейплс (США) изобрели вертикально плавающее устройство (рисунок 2.3.2.1), снабженное гидравлическими моторами с пропеллерами, создающими

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

вертикальную и горизонтальную тягу, произвольно передвигая зачистное устройство рядом с днищем резервуара. Режущие головки дробили твердый осадок, и с помощью импеллера образовавшаяся эмульсия удалялась из резервуара. Так как пропеллеры не обеспечивали достаточной управляемости, в 1996 году зачистное устройство усовершенствовали, основной акцент был сделан на систему управления. Для использования этого устройства требовалось изменение конструкции крыши резервуара, что не позволило данному устройству получить широкое применение.

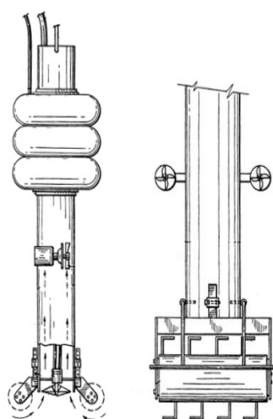


Рисунок 2.3.2.1 – Внешний вид плавающего очистного устройства [35]

2.3.3 Гидромеханический способ очистки с применением моющих средств.

К наиболее рациональным из всех существующих способов борьбы с нефтяными отложениями можно отнести гидравлический способ. Универсальность этого метода заключается в том, что его можно применить в нефтяной емкости любой конструкции и назначения. Очистка емкости основана на гидродинамическом воздействии струи воды или нефти, выходящей из сопла, на донные отложения.

Наиболее длительным, трудоемким и опасным является процесс подготовки отложений к откачке. Эта часть технологического процесса обуславливает специфичность той или иной технологии.

На сегодняшний день используются следующие технологические решения: [39]

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

1. Размыв и перемешивание отложений струей воды под давлением. В воду могут быть добавлены поверхностно-активные вещества (ПАВ), другие растворимые в воде добавки (в том числе – обеспечивающие межмолекулярное «расклинивание» разнородных веществ по месту контакта фаз; например: песок – парафин, металл стенки – углеводородный осадок). Существенным недостатком их применения является сложность их последующего отделения и утилизации, а также увеличение себестоимости работ. Нельзя забывать и тот факт, что, струя воды под давлением способствует увеличению статического электричества и его потенциала. При этом в резервуаре работают люди. Кроме того, стенки вскрытого резервуара доступны перемещению масс воздуха, а значит – и кислорода. При наличии пирофорных отложений, возможно их самовоспламенение. При этом размыв водой является наиболее дешевым и относительно быстрым способом подготовки отложений к изъятию из резервуара.

2. Размыв отложений нефтью (падающей струей, струей под давлением, струей под уровнем отложений) является одним из исторически первых решений, примененных при очистке резервуаров. Разработаны различные варианты применения этой технологии. Общая черта - размыв осуществляется в закрытом резервуаре. При этом в резервуар вводятся размывающие мониторы и закрепляются там. Резервуар плотно закрывают и подают нагретую нефть на мониторы под давлением. В первом варианте струи нефти направляются вращающимися мониторами на отложения, разбивают их, растворяют и перемешивают. Смесь нефти и отложений откачивается из резервуара либо на блок центрифуг для удаления механических примесей, «структурной» воды, тяжелых углеводородов (направляемых затем на утилизацию), а очищенная нефть дополнительно разогревается и вновь направляется на размыв отложений. Так как струи нефти, под давлением бьющие в отложения и конструкции резервуара, вызывают увеличение статического электричества и его потенциала, а также

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		44

вызывают значительные нагрузки на конструктивные элементы (что недопустимо при очистке ветхих резервуаров, в том числе мазутных и нефтяных), применяется второй вариант, где струи нефти под давлением направляются под уровень отложений, насыщая их, перемешивая и растворяя. Такой способ требует создания очень высокого давления нефти, а также размещения нескольких мониторов, что не всегда возможно. Кроме того, при применении нефти в качестве моющего средства в целях пожаро- и взрывобезопасности необходимо обеспечить насыщение углеводородов в резервуаре выше предела взрывоопасности и исключить нарушение концентрации за счет поступления (подсоса) воздуха. Известно, что при перемешивании остатков нефти в резервуаре выделяются углеводороды, равновесие газовой смеси смещается в сторону от пределов взрываемости, поэтому при промывке резервуара нефтью выделение углеводородов в газовое пространство гарантирует безопасность работ. К недостаткам данного решения можно отнести все то, что сказано выше о механизированном размыве водой. Кроме того, данный способ требует очень высокой степени надежности оборудования, трубопроводов, специальных средств контроля статического электричества, непрерывного мониторинга концентрации паров углеводородов в полости резервуара, высокого уровня ответственности и компетентности персонала организации, выполняющей очистку. К недостаткам может также быть отнесена высокая стоимость блоков центрифуг, обеспечивающих отделение тяжелых углеводородов и механических примесей от промывочной нефти, а также высокое энергопотребление.

3. Размыв / разжижение отложений с помощью органических и неорганических растворителей различного состава (газойли, химические растворители на водной основе и т.д.). Суть его заключается в том, что в объем отложений вводится растворитель, разжижающий осадок и придающий ему текучесть. У этого метода множество достоинств. Недостатком же является дороговизна и необходимость использования промежуточного

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

резервуара в качестве отстойника, а также необходимость специальной переработки суспензии. Кроме того, для эффективного разжижения объема отложений необходим сопоставимый с ним объем растворителя. В России этот способ не нашел широкого применения в связи:

- с дороговизной реагента;
- необходимостью отделения и утилизации реагента;
- большими объемами осадка и, соответственно, большими объемами реагента;
- удаленностью объектов производства работ от НПЗ и ж/д путей.

4. Технология разогрева и перемешивания отложений с помощью теплоносителя (пар, печной газ), может осуществляться как внутри резервуара, так и во внешних теплообменниках различных конфигураций. В её основе лежит идея осуществлять предварительную сепарацию отложений внутри нефтяного резервуара, избегая затрат на дорогостоящие сепараторы (полнообъемная сепарация осадка). В резервуар через верхние люки под уровень отложений вводятся мониторы - открытые теплообменники пар-жидкость и крепятся на фланцах этих люков. На мониторы подается насыщенный водяной пар, с помощью которого происходит разогрев (разжижение) и перемешивание отложений. Одновременно паровой конденсат, скапливаясь, формирует буферный слой. После разогрева и перемешивания отложений, их отстаивают, в результате чего происходит выпадение механических примесей на дно резервуара. С помощью сифонного поворотного крана верхний слой (разогретый парафин) откачивается в технологический трубопровод со скоростью, регламентированной количеством прокачиваемой товарной нефти и расчетами изменения ее качества при добавлении разжиженных парафинов. При необходимости данная фракция может направляться на переработку нефтешлама или обессоливание и обезвоживание. После удаления верхнего слоя, из резервуара откачивается вода, фильтруется и после проведения соответствующих анализов – сбрасывается в техническую

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

канализацию. Резервуар дегазируется, в него входят люди и осуществляют сбор выпавшего шлама, состоящего из механических примесей, асфальтов, смол и т.д. Шлам пакуются и обезвреживается в специальной высокотемпературной печи.

С технической же точки зрения технология гидромеханической очистки резервуаров развивалась по следующим этапам.

Больше всего разработок технических средств, устройств и систем для удаления отложений из резервуаров основано на гидромеханическом способе. Так, в 1963 году прошли испытания моечной машинки ММЗм- ЧГМП, представляющей собой вращающийся трехструйный брендспойт, закрепленный на конце шланга высокого давления. Схема установки с использованием такой машинки приведена на рисунке 2.3.3.1.

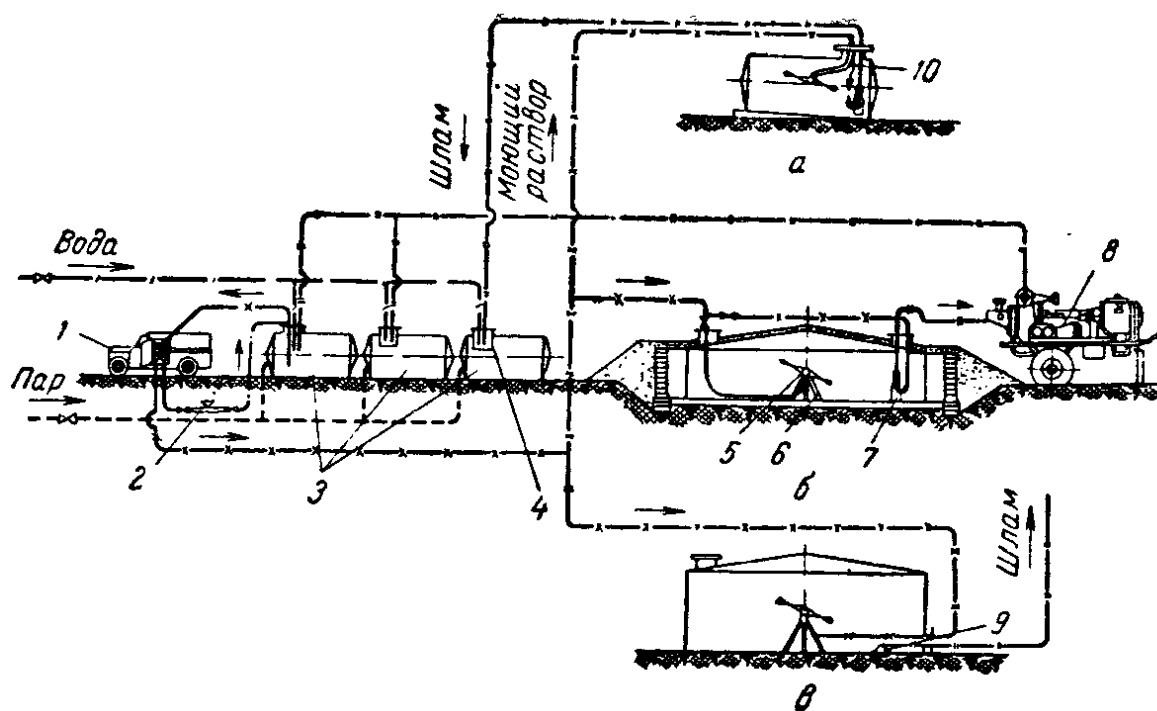


Рисунок 2.3.3.1 – Схема механизированной очистки различных резервуаров комплектом ОМЗР, где, а – горизонтальные резервуары; б – заглубленные резервуары; в – наземные вертикальные резервуары; 1 – перекачивающая станция; 2 – пеногенератор ПГ-50; 3 – резервуары; 4 – фильтр; 5 – моечная машинка; 6 – тренога; 7 – водяной эжектор; 8 – электропомпа; 9 – заборная насадка; 10 – подвеска. [38]

В целях механизации работ по зачистке наземных стальных и подземных железобетонных резервуаров от донных отложений нефти и нефтепродуктов сотрудниками НИИ ТНН Транснефть Г.И. Стояновым, В.Г. Суховым, А.Е. Коробковым был спроектирован опытно-промышленный образец установки УЗР для зачистки резервуаров, который в 1966 г. прошел испытания в Северо-Западном нефтепроводном управлении на подземном железобетонном резервуаре объемом 10 тыс. м³. Из резервуара было удалено 1440 т донных отложений за 83 ч.

Учитывая опыт использования системы, предложенной Р. Крайсеком и Р. Крайдером, в 1994 году Р. Тибодокс (США) усовершенствовал робот для зачистки нефтяного резервуара (рисунок 2.3.3.2 б). Основными отличиями стали: очистка растворителями и одновременная откачка размытого осадка из резервуара.

В 1996 году Р. Крайдер из фирмы «Серв-Тек Инк.» (США) запатентовал робот для удаления твердого осадка из резервуара на дистанционном управлении (рисунок 2.3.3.2 а). Главным отличительным элементом являлось наличие дробильного устройства.

В 1996 году К. Ландри и П. Борг (США) предложили устанавливать на роботах видеокамеры и датчики для замера концентрации H_2S , O_2 и датчики для слежения за взрывоопасностью (рисунок 2.3.3.2 д).

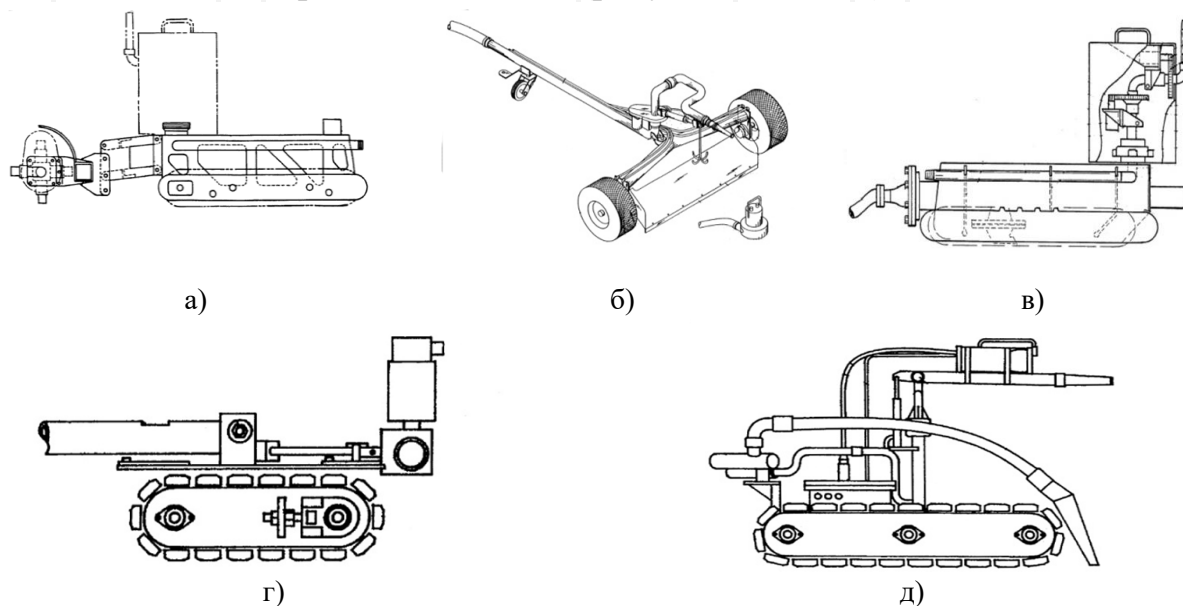


Рисунок 2.3.3.2 – Внешний вид роботов [39]

В 1997 г. К. Ландри уже с другим изобретателем К. Арнольдом (США) разработали робот (рисунок 2.3.3.2 г), который не требует дополнительного участия человека для его подготовки к работе внутри резервуара.

Японская фирма «Тайхо Индастриес Лтд.» в 2001 году предлагает свою схему зачистки резервуаров с помощью роботов. Через три люка-лаза в первом поясе резервуара монтируют систему трубопроводов, по которым размытый осадок в качестве размывающего агента подается на сопла роботов.

К недостаткам использования роботов можно отнести большую стоимость, дороговизну в обслуживании, большие габариты и массу, сложность управления при большом скоплении осадка, невозможность использования в резервуарах с понтонами и плавающими крышами.

В связи с появлением новых типов резервуаров возникла необходимость в разработке систем для борьбы с отложениями с учетом конструктивных особенностей резервуаров. А. Рихтзигель (США) в 1992 году запатентовал новый метод и устройство для зачистки резервуаров с плавающими крышами.

Метод можно было применить, когда плавающая крыша опущена на опорные стойки. Специальный насадок вставляют вместо опорной стойки таким образом, чтобы нижняя часть примыкала к днищу резервуара, затем через него подают нефть.

Я. Хаммер (Дания) в 1997 году предложил следующую схему очистки резервуара. Размываемый осадок откачивается из резервуара, очищается, затем проходит через камеру нагрева и подается на вращающееся размывающее устройство. Для зачистки резервуара объемом 50000-80000 м³ требуется от 24 до 48 часов.

Более эффективным способом зачистки нефтяных резервуаров является химико-гидравлический способ, осуществляемый с помощью химических реагентов и гидравлических устройств. В этом направлении трудились ученые Г.С. Шавский, П.Р. Таубе. В мае 1957 г. на одной из нефтебаз Астраханского товарно-транспортного управления были проведены промышленные испытания моющих способностей раствора УМЭС ТШ-1. Позднее Ф.М. Шакировой, Т.Н. Ермохиной и Ю.И. Кирьяновым была произведена очистка нефтяного резервуара на Ново-Уфимском нефтеперерабатывающем заводе с помощью керосино-газойлевой фракции.

В России технология зачистки резервуаров от различных нефтеосадков этим способом недостаточно отработана из-за дороговизны химических реагентов, поэтому в нефтяной промышленности не нашла широкого применения.

Ряд компаний занимаются очисткой резервуаров химико-тепловым способом. Компания «Мобил Ойл Корп.» (США) в конце 1991 года произвела очистку резервуара с помощью растворителя марки VТОН. Компания «Статия Терминалс Поинт Тапер» (США) использовала химические реагенты и объемный подогрев парафинистых и асфальтовых отложений толщиной 0,6 м для их удаления из шести временно выведенных из эксплуатации нефтяных резервуаров вместимостью по 72 тыс. м³.

						Лист
						50
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Среди новых направлений в борьбе с отложениями в нефтяных емкостях можно выделить акустический и биологический способы. Для очистки резервуаров акустическим способом предлагается применять технологию виброструйной магнитной активации жидких сред, т.е. воздействовать на придонный осадок мощными акустическими облучениями, создаваемыми специальной аппаратурой ВЭМА-0,3. После завершения этого процесса можно осуществить откачку нефти для дальнейшей переработки. Новизна предлагаемого метода заключается в замене прямого механического воздействия на извлекаемый осадок воздействием акустического поля.

Биотехнологический метод очистки от асфальто-смолистых парафиновых отложений АСПО и предотвращения их образования основан на экологической особенности специфических углеводородокисляющих микроорганизмов адсорбироваться на гидрофобной поверхности углеводородов, в том числе и на АСПО, которые являются для этих микроорганизмов питательным субстратом.

В 2008 году компания «БиоПетроКлин Инк.» представила систему зачистки нефтяных емкостей с применением микроорганизмов, которые трансформируют опасные вещества в нетоксичные. Опыт использования показал, что количество микроорганизмов, необходимое для очистки емкости, должно составлять около 5% от общего объема емкости.

На основании проведенного обзора технико-экономических показателей различных методов предотвращения накопления и удаления нефтеосадков была составлена классификация способов борьбы с нефтяными отложениями, представленная на рисунке 2.3.3.3.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		51



Рисунок 2.3.3.3 – Классификация способов борьбы с отложениями в нефтяных резервуарах

Установлено, что наиболее перспективным и действенным методом размыва и удаления отложений является гидромеханический способ с применением специальных моющих, растворяющих и адсорбирующих веществ с подогревом подаваемой жидкости.

3. РАСЧЕТНАЯ ЧАСТЬ

3.1. Характеристики рассчитываемого резервуара

Таблица 3.1.1

Характеристики резервуара

Ёмкость резервуара (общая), м ³	2000
Внутренний диаметр резервуара, мм	15 180
Высота цилиндрической части резервуара, мм	11920
Количество поясов	8
Марка стали	09Г2С ГОСТ 5058-65
Технология изготовления	Рулонная сборка
Минимальный уровень заполнения, мм	500
Максимальный уровень заполнения, мм	10 500

3.2 Определение габаритов проектируемого резервуара

Габаритными размерами вертикального цилиндрического резервуара являются высота и диаметр. Для объёма 2000 м³ расход металла на днище, покрытие и стенку зависит, в основном, от соотношения габаритных размеров. Существует оптимальная высота резервуара, при которой расход металла будет минимальным

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Расчетная часть					
Руковод.		Бурков П.В.								
Консульт.										
Зав. Каф.		Брусник О.В.								
					Лит.		Лист		Листов	
					ТПУ гр. 3-2Б4А					

Размеры листа. В соответствии с рекомендациями ПБ 03-605-03 для изготовления стенки выбираем стальной лист с размерами в поставке 1500×6000 мм. С учетом обработки кромок листа с целью получения правильной прямоугольной формы при дальнейших расчетах принимаются следующие его размеры 1490×5990 мм.

Высота резервуара. Для резервуара объемом $V = 2000 \text{ м}^3$ принимаем номинальную высоту резервуара $H_n = 12 \text{ м}$. Соответственно количество поясов в резервуаре будет равно восьми ($N_n = 8$). Точная высота резервуара

$$H = 1490 \cdot 8 = 11920 \text{ мм}. \quad (1)$$

Предварительный радиус резервуара. Радиус резервуара определяется из формулы для объема цилиндра:

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H, \quad (2)$$

$$R = \sqrt{\frac{V}{\pi H}} = \sqrt{\frac{2000}{\pi \cdot 11920}} = 7,3 \text{ м}. \quad (3)$$

Периметр резервуара L_n и число листов в поясе N_n

$$L_n = 2 \cdot \pi \cdot R = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 = 45,84 \text{ м}. \quad (4)$$

$$N_n = \frac{L_n}{L} = \frac{45,84}{5,990} = 7,6. \quad (5)$$

Предпочтительней округлять число листов (рис. 4.2.1.) в поясе до целого или выбирать последний лист равным половине длины листа.

Принимаем число листов в поясе $N_n = 7,5$. Тогда периметр резервуара равен:

$$L_n = 7,5 \cdot 5,990 = 44,92 \text{ м}, \quad (6)$$

Уточненный объем резервуара.

$$V = \pi \cdot R^2 \cdot H = \pi \cdot 7,15^2 \cdot 11920 \approx 1913 \text{ м}^3. \quad (7)$$

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

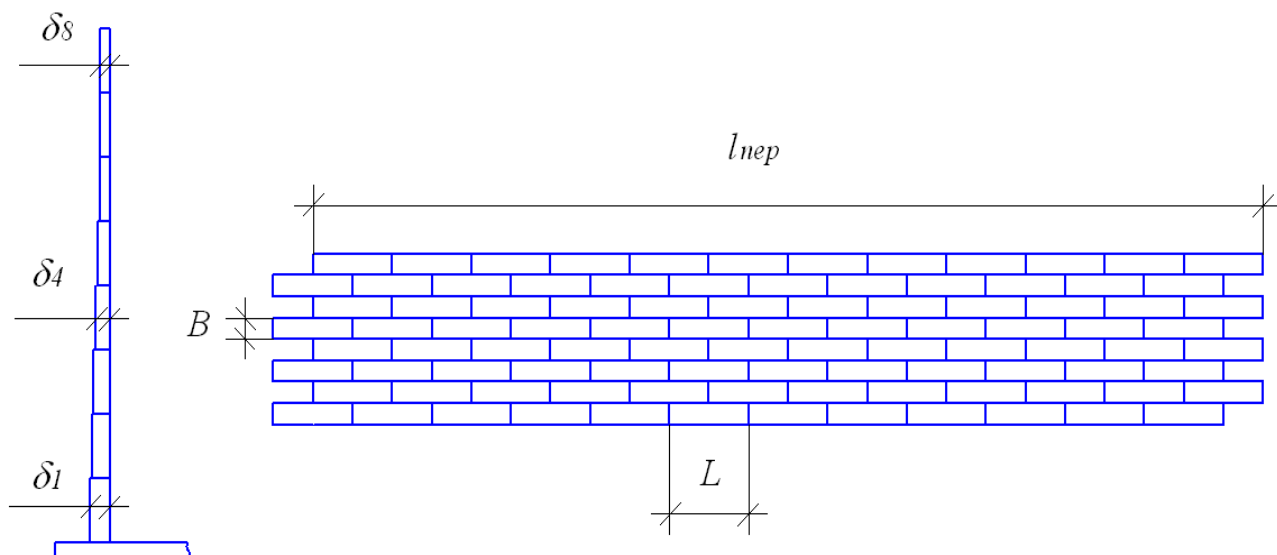


Рис. 4.2.1. Развертка и сечение стенки вертикального резервуара.

3.3. Расчет стенки резервуара на прочность

3.3.1. Предварительный выбор толщины поясов

Определение методики и параметров, необходимых для расчета

Минимальная толщина листов стенки резервуара РВС для условий эксплуатации рассчитывается по формуле

$$\delta_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{max} - x_i) + n_2 \cdot p_{изб}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y}, \quad (8)$$

где $n_1 = 1,1$ – коэффициент надежности по нагрузке гидростатического давления;

$n_2 = 1,2$ – коэффициент надежности по нагрузке от избыточного давления и вакуума;

ρ_n – плотность нефти, $кг/м^3$;

R – радиус стенки резервуара, $м$;

H_{max} – максимальный уровень разлива нефти в резервуаре, $м$;

x_i – расстояние от дна до расчетного уровня, $м$;

$p_{изб} = 2,0 \text{ кПа}$ – нормативная величина избыточного давления;

γ_c – коэффициент условий работы, $\gamma_c = 0,7$ для нижнего пояса, $\gamma_c = 0,8$ для остальных поясов;

R_y – расчетное сопротивление материала пояса стенки по пределу текучести, *Па*.

Расчетное сопротивление материала стенки резервуаров по пределу текучести определяется по формуле:

$$R_y = \frac{R_y^H}{\gamma_m \cdot \gamma_n}, \quad (9)$$

где R_y^H – нормативное сопротивления растяжению (сжатию) металла стенки, равное минимальному значению предела текучести, принимаемому по государственным стандартам и техническим условиям на листовой прокат;

$\gamma_m = 1,025$ – коэффициенты надежности по материалу;

$\gamma_n = 1,1$, так как объем резервуара менее 10 000 м³.

Стенка резервуара относится к основным конструкциям подгруппы «А», для которых должна применяться сталь класса 17Г1С с нормативным расчетным сопротивлением $R_y^H = 345 \text{ МПа}$.

Находим расчетное сопротивление:

$$R_y = \frac{345}{1,025 \cdot 1,1} \approx 305,99 \text{ МПа}. \quad (10)$$

3.3.2 Вычисление предварительной толщины стенки для каждого пояса резервуара

Для вычисления используем формулу, в которой, начиная со второго пояса, единственным изменяемым параметром при переходе от нижнего пояса к верхнему является координата нижней точки каждого пояса

$$x_i = B(i - 1), \quad (11)$$

где i – номер пояса снизу вверх;

B – ширина листа.

Основные геометрические размеры резервуара при проведении прочностных расчетов округляем в большую сторону до номинальных

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

размеров так, чтобы погрешность шла в запас прочности:
 $H = 12 \text{ м}; B = 1,5 \text{ м}; R = 7,3 \text{ м}.$

Толщина первого пояса определяется при $\gamma_c = 0,7$; $H_{\max} = H$;
 $x_1 = 0$:

$$\delta_1 = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\gamma_c \cdot R_y} =$$

$$= \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,7 \cdot 305,99 \cdot 10^6} \approx 0,00311 \text{ м} \approx 3,0 \text{ мм.} \quad (12)$$

Для второго пояса при $\gamma_c = 0,8$, $x_2 = 1,5$

$$\delta_2 = \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 1,5) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,8 \cdot 305,99 \cdot 10^6} \approx 0,00239 \text{ м} \approx 2,3 \text{ мм.} \quad (13)$$

Для остальных поясов резервуара полученные значения для толщины стенки приведены в табл. 3.3.2.1.

Таблица 3.3.2.1	
Толщина стенки поясов резервуара	
Номер пояса	Толщина стенки, мм
1	3
2	2,3
3	2
4	1,73
5	1,39
6	1,06
7	0,73
8	0,4

3.3.3 Выбор номинального (окончательного) размера толщины стенки

Значение минимальной толщины стенки для условий эксплуатации увеличивается на величину минусового допуска на прокат и округляется до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката. Полученное значение сравнивается с минимальной конструктивной толщиной стенки $\delta_{\text{кс}}$.

В качестве номинальной толщины $\delta_{ном}$ каждого пояса стенки выбирается значение большей из двух величин, округленное до ближайшего значения из сортаментного ряда листового проката:

$$\delta_{ном} \geq \max(\delta_i + C_i + \Delta; \delta_{кс}), \quad (14)$$

где C_i – припуск на коррозию, мм;

Δ – значение минусового допуска на толщину листа, мм;

$\delta_{кс}$ – минимальная конструктивная толщина стенки.

Величину минусового допуска определяют по предельным отклонениям на изготовление листа.

Припуск на коррозию элементов резервуара представляется заказчиком (в курсовом проекте припуск на коррозию необходимо выбирать 2–3 мм).

В табл. 3.3.1 приводятся все данные для выбора номинального размера толщины стенки.

Таблица 3.3.3.1						
Номинальная толщина стенки						
Номер пояса	δ_i , мм	C_i , мм	Δ , мм	$\delta_i + C_i + \Delta$	$\delta_{кс}$	δ_n
1	3	2,0	0,45	5,45	4,0	7,0
2	2,3			4,75		6,0
3	2			4,45		5,0
4	1,73			4,18		5,0
5	1,39			3,84		5,0
6	1,06			3,51		5,0
7	0,73			3,18		5,0
8	0,4			2,85		5,0

3.3.4 Проверка толщин стенки резервуара на прочность

Поверочный расчет на прочность для каждого пояса стенки резервуара проводится по формуле

$$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2} \leq \gamma_c \cdot R_y, \quad (15)$$

где γ_c - коэффициент условия работы конструкции; для нижнего пояса- 0,7; для остальных-0,8; при сопряжении стенки с днищем- 1,2;

σ_1 – расчетное меридиальное напряжение в поперечном сечении цилиндрического резервуара, возникающее от воздействия гидростатического давления продукта и избыточного давления газа, Па;

σ_2 – кольцевое напряжение, Па.

Найдем кольцевые напряжения:

$$\sigma_i = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\delta_n}, \quad (16)$$

$$\sigma_1 = \frac{[n_1 \cdot \rho_n \cdot g \cdot (H_{\max} - x_1) + n_2 \cdot p_{\text{изб}}] \cdot R}{\delta_n} =$$

$$= \frac{[1,05 \cdot 720 \cdot 9,81 \cdot (12,0 - 0) + 1,2 \cdot 2000] \cdot 7,3}{0,007} \approx 95313305 \text{ Па} \approx 95,31 \text{ МПа}.$$

Данные по расчетным значениям действующих напряжений на пояса РВС и критических значений представлены в Таблице 4.3.4.1

Таблица 4.3.4.1			
Номинальная толщина стенки, кольцевое и допустимое напряжение			
Номер пояса	δ_n , мм	σ_2 , МПа	$\frac{R_y \cdot \gamma_c}{\gamma_n}$, МПа
1	7,0	95,31	194,72
2	6,0	97,66	225,53
3	5,0	132,49	225,53
4	5,0	84,71	225,53
5	5,0	68,47	225,53
6	5,0	52,22	225,53
7	5,0	35,98	225,53
8	5,0	19,74	225,53

Проведем поверочный расчет на прочность для каждого пояса по формуле , для этого найдем меридиональные напряжения для каждого пояса:

$$\sigma_1 = \frac{\sigma_2}{2}. \quad (17)$$

Таблица 4.3.4.2			
Проверка прочности			
Номер пояса	σ_1 , МПа	$\sqrt{\sigma_1^2 + \sigma_2^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_2}$	$\gamma_c \cdot R_y$
1	47,65	82,54	214,19
2	48,83	84,57	244,79

3	66,24	114,83	244,79
4	42,35	73,36	244,79
5	34,23	59,36	244,79
6	26,11	45,22	244,79
7	17,99	31,15	244,79
8	9,87	17,09	244,79

Анализ представленных в таблице данных свидетельствует о том, что условие прочности выполняется, так как значения действующих напряжений на пояс резервуара меньше допускаемых.

3.4. Расчет стенки резервуара на устойчивость

Проверка устойчивости стенки резервуара производится по формуле:

$$\frac{\sigma_{il}}{\sigma_{i0l}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}} \leq 1,0, \quad (18)$$

где σ_{il} – расчетные осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_2 – расчетные кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{i0l} – критические осевые напряжения в стенке резервуара, МПа;

σ_{02} – критические кольцевые напряжения в стенке резервуара, МПа.

Осевые напряжения определяются по минимальной толщине стенки пояса, кольцевые напряжения – по средней толщине стенки.

Расчетные осевые напряжения для резервуаров РВС определяются по формуле:

$$\sigma_{li} = \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_i}, \quad (19)$$

где $n_3 = 1,05$ – коэффициент надежности по нагрузке от собственного веса;

$n_{сн} = 1,4$ – коэффициент надежности по снеговой нагрузке;

$G_{кр}$ – вес покрытия резервуара, Н;

$G_{ст,i}$ – вес вышележащих поясов стенки, Н;

$G_{сн}$ – полное расчетное значение снеговой нагрузки на горизонтальную проекцию покрытия, H ;

$G_{вак}$ – вес покрытия резервуара, H ;

δ_i – расчетная толщина стенки i -го пояса резервуара, m .

Определение веса крыши

Вес покрытия резервуара рассчитывается по нормативному давлению крыши $p_{кр} = 0,3 \frac{кН}{м^2}$

$$G_{кр} = p_{кр} \cdot \pi \cdot R^2 . \quad (19)$$

$$G_{кр} = 0,3 \cdot \pi \cdot 7,3^2 = 50,19 кН . \quad (20)$$

Определение веса стенки резервуара

Вес вышележащих поясов стенки резервуара определяется из условия, что высота всех поясов одинакова и равна ширине листа B :

$$G_{ст,i} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=i}^a \delta_k , \quad (21)$$

где a – номер последнего пояса, если начало отсчета снизу;

$\gamma_{ст} = 78,5 \frac{кН}{м^3}$ – удельный вес стали.

Вес стенки при расчете первого пояса

$$G_{ст,1} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=1}^8 \delta_k = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot 43 \cdot 10^{-3} \approx 232 кН \quad (22)$$

Вес стенки при расчете второго пояса

$$G_{ст,2} = 2 \cdot \pi \cdot R \cdot B \cdot \gamma_{ст} \cdot \sum_{k=2}^8 \delta_k = 2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 1,5 \cdot 78,5 \cdot 36 \cdot 10^{-3} \approx 194 кН \quad (23)$$

Результаты расчетов веса стенки для всех поясов приведены в табл. 3.4.1.

Таблица 3.4.1	
Вес стенки резервуара	
Номер пояса	Вес стенки $G_{ст}$, кН
1	232
2	194

3	161
4	134
5	107
6	80
7	53
8	26

Определение снеговой нагрузки

Нормативная снеговая нагрузка на горизонтальную проекцию резервуара

$$p_{сн} = \mu \cdot S_g, \quad (24)$$

где μ – коэффициент перехода от веса снегового покрытия горизонтальной поверхности земли к снеговой нагрузке на трубопровод;

S_g – нормативное значение веса снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности земли, которое выбирается по СНИП 2.01.07-85 для соответствующего снегового района Российской Федерации.

Томск находится в IV снеговом районе, для которого $S_g = 1,8$ кН. Коэффициент $\mu = 1$.

Вес снегового покрова на всю крышу

$$G_{сн} = p_{сн} \cdot \pi \cdot R^2 = \mu \cdot S_g \cdot \pi \cdot R^2 = 1 \cdot 1,8 \cdot \pi \cdot 7,3^2 \approx 301 \text{ кН}. \quad (25)$$

Определение нагрузки от вакуума

Нормативная нагрузка от вакуума на покрытие определяется как

$$G_{\text{вак}} = \pi \cdot R^2 \cdot p_{\text{вак}} = \pi \cdot 7,3^2 \cdot 0,25 = 41 \text{ кН}. \quad (26)$$

Определение осевых напряжений в каждом поясе стенки резервуара от вертикальной нагрузки

Определение напряжений:

– в первом поясе

$$\begin{aligned} \sigma_{11} &= \frac{n_3 \cdot (G_{кр} + G_{ст,i}) + \psi \cdot (n_{сн} \cdot G_{сн} + n_2 \cdot G_{вак})}{2 \cdot \pi \cdot R \cdot \delta_1} = \\ &= \frac{1,05(50,19 + 232) + 0,9(1,4 \cdot 301 + 1,2 \cdot 41)}{2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 7 \cdot 10^{-3}} \approx 2,24 \text{ МПа}; \end{aligned} \quad (27)$$

– во втором поясе

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		62

$$\sigma_{12} = \frac{1,05(50,19 + 194) + 0,9(1,4 \cdot 301 + 1,2 \cdot 41)}{2 \cdot \pi \cdot 7,3 \cdot 6 \cdot 10^{-3}} \approx 2,47 \text{ МПа}; \quad (28)$$

$$\sigma_{13} = 2,81 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{14} = 2,69 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{15} = 2,55 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{16} = 2,44 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{17} = 2,32 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{18} = 2,19 \text{ МПа}$$

Определение осевых критических напряжений

Осевые критические напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{0l} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R}, \quad (30)$$

где $E = 2,1 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ – модуль упругости стали;

Для определения коэффициента C необходимо вычислить среднюю толщину стенки

$$\delta_{cp} = \frac{\sum_{i=1}^{n_n} \delta_i}{n_n} = 5,375 \text{ мм}. \quad (31)$$

Вычисляем отношение радиуса резервуара к средней толщине стенки:

$$\frac{R}{\delta_{cp}} = \frac{7,3}{5,375 \cdot 10^{-3}} \approx 580. \quad (32)$$

Выбираем коэффициент $C=0,074$, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем осевые критические напряжения:

– для первого пояса

$$\sigma_{01} = C \cdot E \cdot \frac{\delta_i}{R} = 0,074 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7 \cdot 10^{-3}}{7,3} \approx 14,9 \text{ МПа}; \quad (33)$$

Остальные значения критической силы приведены в табл. 4.4.2.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		63

Таблица 4.4.1	
Осевые критические напряжения	
Номер пояса	Осевые критические напряжения σ_{0i} , МПа
1	14,9
2	12,77
3	10,64
4	10,64
5	10,64
6	10,64
7	10,64
8	10,64

Определение кольцевых напряжений

Расчетные кольцевые напряжения в стенке при расчете на устойчивость резервуара определяются по формуле:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R, \quad (34)$$

где p_v – нормативное значение ветровой нагрузки на резервуар, Па;

$n_v = 1,4$ – коэффициент надежности по ветровой нагрузке;

$\delta_{\text{ср}}$ – средняя арифметическая толщина стенки резервуара, м.

Нормативное значение ветровой нагрузки определяется по формуле:

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i, \quad (35)$$

где W_0 – нормативное значение ветрового давления, для рассматриваемого района, Па;

k_2 – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте;

C_i – аэродинамический коэффициент.

Томск относится к 3 району по давлению ветра, по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия», из таблицы выбираем $W_0 = 0,42 \text{ кПа}$.

Коэффициент $k_2 = 1$ для резервуаров высотой от 10 до 20 метров.

Аэродинамический коэффициент C_i выбирается по СНиП 2.01.07-85 «Нагрузки и воздействия»

Вычисляем отношение

$$\frac{H}{2R} = \frac{12}{2 \cdot 7,3} \approx 0,99. \quad (36)$$

Выбираем $C_i = 0,76$ по таблице с использованием метода линейной интерполяции.

Вычисляем ветровую нагрузку (давление):

$$p_v = W_0 \cdot k_2 \cdot C_i = 0,42 \cdot 1,0 \cdot 0,76 \approx 0,31 \text{ кПа}. \quad (37)$$

Вычисляем кольцевые напряжения:

$$\sigma_2 = \frac{p_v \cdot n_v + p_{\text{вак}} \cdot n_2}{\delta_{\text{ср}}} \cdot R = \frac{0,31 \cdot 1,4 + 0,25 \cdot 1,2}{5,35 \cdot 10^{-3}} \cdot 7,3 \approx 0,996 \text{ МПа}. \quad (38)$$

Критические кольцевые напряжения определяются по формуле:

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot E \cdot \frac{R}{H} \cdot \left(\frac{\delta_{\text{ср}}}{R} \right)^{\frac{3}{2}}, \quad (39)$$

где H – геометрическая высота стенки резервуара, м.

$$\sigma_{02} = 0,55 \cdot 2,1 \cdot 10^5 \cdot \frac{7,3}{12,0} \cdot \left(\frac{5,375 \cdot 10^{-3}}{7,3} \right)^{\frac{3}{2}} \approx 1,4 \text{ МПа}. \quad (40)$$

Напряжения для расчета стенки резервуара на устойчивость							
Номер пояса	σ_I , МПа	σ_{0I} , МПа	$\frac{\sigma_I}{\sigma_{0I}}$	σ_2 , МПа	σ_{02} , МПа	$\frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$	$\frac{\sigma_I}{\sigma_{0I}} + \frac{\sigma_2}{\sigma_{02}}$
1	2,24	14,9	0,15	0,996	1,40	0,71	0,86
2	2,47	12,77	0,19				0,90
3	2,81	10,64	0,26				0,97
4	2,69	10,64	0,25				0,96
5	2,55	10,64	0,23				0,94
6	2,44	10,64	0,22				0,93
7	2,32	10,64	0,21				0,92
8	2,19	10,64	0,20				0,91

Для каждого пояса левая часть уравнения получается меньше единицы, что удовлетворяет условию устойчивости.

4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

4.1. Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В настоящее время предприятия всех отраслей промышленности, в том числе и нефтедобывающей стремятся к устранению дефектов современными средствами.

Проведем сегментирование рынка услуг ремонту трубопровода методом ремонтной конструкции П1. В таблице 6 показана карта сегментирования рынка.

Таблица 4.1 – Сегментирование рынка услуг по производству, наладке и переоснащению модулей промышленных установок

		Вид услуги		
		Производство готовых модулей	Монтаж и наладка готовых модулей	Переоснащение устаревших модулей
Компаний-потребители	Крупные	1,2,3	1,3	1
	Средние	1,2,3	1	1

Примечание: 1, 2, 3 – условные обозначения фирм-конкурентов.

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время						
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата							
Разраб.		Байсов Я.Ю.				Лит.		Лист		Листов	
Руковод.		Бурков П.В.									
Консульт.						ТПУ гр. 3-2Б4А					
Зав. Каф.		Брусник О.В.									

Сегментированием рынка выявлены следующие результаты:

- основными сегментами выбранного рынка являются услуги по производству промышленных модулей, их монтажу и наладке, а также переоснащению выведенных из строя и морально устаревших модулей;

- организованное предприятие должно быть ориентировано на переоснащение выведенных из строя и морально устаревших модулей;

для организованного предприятия в будущем возможен вариант деятельности, связанный с монтажом и наладкой готовых модулей сторонних фирм производителей.

Проведем анализ технических решений сравнительно разработанной продукции других на основе основных технических и экономических критериев оценки эффективности. Для наглядности составим карту сравнения, представленную в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Оценочная карта для сравнения технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0.1	5	4	3	0.5	0.4	0.3
2. Современные технологии	0.15	5	5	4	0.75	0.75	0.6
3. Энергоэкономичность	0.1	5	4	4	0.5	0.4	0.4
4. Надежность	0.2	4	4	3	0.8	0.8	0.6
5. Безопасность	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность продукта	0.05	4	5	4	0.2	0.25	0.2
2. Уровень проникновения на рынок	0.05	1	5	4	0.05	0.25	0.2
3. Цена	0.1	3	4	5	0.3	0.4	0.5
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0.1	5	5	4	0.5	0.5	0.4
5. Послепродажное обслуживание	0.05	4	4	4	0.4	0.4	0.4
Итого:	1	Суммарная оценка:			4,4	4,65	4

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j, \quad (26)$$

где K – устойчивость спроса на рынке;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

На рынке присутствует множество фирм, оказывающих аналогичные услуги.

4.2. SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 4.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны	Слабые стороны
	1. Высокий уровень проникновения на рынок 2. Функциональная мощность 3. Предъявленная безопасность и надежность 4. Более низкая стоимость производства по сравнению с другими технологиями 5. Экологичность технологии	1. Недостаток средств финансирования 2. Низкий уровень послепродажного обслуживания 3. Низкая квалификация у потенциальных потребителей 4. Отсутствие системы мотивации персонала 5. Недостатки в рекламной политике
Возможности: В1. Разорение и уход предприятий-конкурентов В2. Выход на новые сегменты рынка В3. Внедрение инноваций В4. Повышение стоимости конкурентных разработок В5. Расширение спектра услуг	Высокий уровень проникновения на рынок, функциональная мощность и более низкая стоимость производства даст возможность в будущем вытеснить конкурентов. Из-за приемлемых цен мы сможем выйти на новые сегменты рынка	Внедрение инноваций в разработки, а также расширение спектра услуг в дальнейшем даст возможность получить большую прибыль и устранить недостаток средств финансирования.
Угрозы: У1. Появление новых конкурентов У2. Отсутствие спроса на новые технологии У3. Задержка финансирования разработки У4. Выход на рынок Иностранных компаний У5. Высокий уровень налогов на наши услуги	Удержание высоких позиций на рынке и функциональная мощность позволит погасить конкурентов, а низкая стоимость и экологичность разработок превысит запросы в иностранных компаний	С помощью повышения послепродажного обслуживания попытаться завоевать доверие потребителей, тем самым повысить спрос на новые технологии.

4.3. Планирование работ

4.3.1. Структура работ

При разработке ВКР одним из важных этапов является его технико-экономическое обоснование. Оно позволяет выделить преимущества и недостатки разработки, внедрения и эксплуатации данного программного продукта в разрезе экономической эффективности, социальной значимости и других аспектах.

Одной из основных целей планирования работ является определение общей продолжительности их проведения.

Таблица 4.5 – Перечень работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Специалист
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Специалист
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Специалист
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Специалист
	6	Построение и проведение экспериментов	Руководитель, Специалист
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Специалист
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения	Специалист, руководитель
Оформление документации	10	Сбор информации по охране труда	Специалист
	11	Оформление результатов по охране труда	Специалист
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Специалист
	13	Оформление экономической части работы	Специалист
Оформление отчета	14	Составление пояснительной записки	Специалист, руководитель
	15	Сдача работы на рецензию	Специалист
	16	Предзащита	Специалист, руководитель
	17	Подготовка к защите дипломной работы	Специалист
	18	Защита дипломной работы	Специалист, руководитель

4.3.2. План выполнения

Таблица 4.6– Календарный план

Код работы (из ИСР)	Название	Длительность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ
1	Получение задания и составление плана работ	1	13.02.2019	13.02.2019
2	Ознакомление с экспериментальными данными	2	14.02.2019	17.02.2019
3	Изучение технологии процесса	2	18.02.2019	19.02.2019
4	Работа с литературой	10	20.02.2019	05.03.2019
5	Расчет влияния основных технологических параметров на эффективность процесса	36	06.03.2019	24.04.2019
6	Разработка презентации и раздаточного материала	3	25.04.2019	29.04.2019
7	Обработка результатов	5	30.04.2019	07.05.2019
8	Оформление таблиц данных, графиков	2	08.05.2019	12.05.2019
9	Обсуждение результатов	4	13.05.2019	16.05.2019
10	Оформление пояснительной записки	10	19.05.2019	30.05.2019
Итого:		75		

Таблица 4.7– Календарный план-график проведения работ по написанию ВКР

№	Вид работ	Исполнители	Ткд	Продолжительность вып-я работ											
				март			апрель			май			июнь		
				1	2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Постановка задачи	руководитель	2	■											
2	Составление технического задания	руководитель	4	■	■										
3	Подбор и изучение литературы	студент	11		■	■									
4	Разработка проекта	руководитель	24			■	■	■	■						
5	Формирование информационной базы	студент	32				■	■	■	■	■				
6	Набор методического пособия	студент	15							■	■	■			
7	Проверка	руководитель	4								■	■			
8	Анализ результатов	студент	4									■	■		
9	Апробация инструментального средства	студент	6										■	■	
10	Оформление отчетной документации о проделанной работе	студент	9											■	■
11	Составление пояснительной записки	студент	6												■
12	Сдача готового проекта	студент	2												■

Синим цветом на графике обозначена длительность исполнения работы руководителем (в днях), зеленым цветом – длительность исполнения работы студентом (в днях).

На выполнение НИОКР для выпускной квалификационной работы было затрачено 119 дней. Был составлен календарный план-график проведения научного исследования который включал в себя выполнение 12 этапов (видов работ), которые выполнялись в определённой последовательности.

4.4. Расчет материальных затрат

Данный элемент включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта, включая расходы на их приобретение и при необходимости – доставку.

Расчет материальных затрат осуществляется по следующей формуле:

$$З_{\text{м}} = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{\text{расх}i} , \quad (27)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{\text{расх}i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы. Транспортные расходы составляют 20% от стоимости материалов.

Величина коэффициента (k_T), отражающего соотношение затрат по доставке материальных ресурсов и цен на их приобретение, зависит от условий договоров поставки, видов материальных ресурсов, территориальной удаленности поставщиков и т.д. Материальные затраты, необходимые для данной разработки, заносятся в таблицу 12.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		71

Таблица 4.8 – Материальные затраты

Наименование	Ед. изм.	Количество			Цена за ед. в руб			Затраты на материалы		
		исп1	исп2	исп3	исп1	исп2	исп3	исп1	исп2	исп3
Бумага, формат А4	пачка	2	2	3	200	200	250	480	480	900
Флеш-карта 2Гб	шт	1	1	1	500	600	400	600	720	480
Ручка	шт	5	6	4	40	35	45	240	252	216
Карандаш	шт	2	2	3	30	25	35	72	60	126
Картридж	шт	2	2	2	900	950	850	2160	2280	2040
Оформление плакатов	шт	7	7	8	180	170	190	1512	1428	1824
Итого								5064	5220	5586

4.4.2. Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в табл. 4.9.

Таблица 4.9 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Компьютер, в т.ч	1	37920
Системный блок	1	26290
Монитор	1	9690
Манипулятор-мышь	1	590
Клавиатура	1	690
Сетевой фильтр	1	230
Принтер	1	3990
ИТОГО		41480

4.4.3. Основная заработная плата исполнителей темы

В настоящую статью включается основная заработная плата научного и инженерно-технического работников и лаборанта, непосредственно участвующих в выполнении работ. Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок. В состав основной заработной платы включается премия, выплачиваемая ежемесячно из фонда заработной платы в размере 30 % оклада. Расчет основной заработной платы сводится в табл. 4.10.

Таблица 4.10 – Расчет основной заработной платы

№	Наименование этапов	Исполнитель и по категориям			Трудоемкость, чел.-дн.			Заработная плата, приходящаяся на один чел.-дн., тыс. руб.			Всего заработная плата по тарифу (окладам), тыс. руб.		
		Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Постанов-ка задачи	Р	Р	Р	2	2	2	0,260	0,253	0,263	0,520	0,506	0,526
2	Составление технического задания	Р	Р	Р	4	4	4	0,260	0,253	0,263	1,040	1,012	1,052
3	Подбор и изучение литературы	С	С	С	11	10	9	0,121	0,174	0,178	1,331	1,740	1,602
4	Разработка проекта	Р С	Р С	Р С	24 24	24 24	25 25	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	6,240 2,904	6,072 4,176	6,575 4,450
5	Форми-рование инфор-мационной базы	Р С	Р С	Р С	 32 32	 31 31	 33 33	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	8,320 3,872	7,843 5,394	8,679 5,874
6	Набор мето-дического пособия	С	С	С	 15	 15	 13	0,121	0,174	0,178	1,815	2,610	2,314
7	Проверка	Р С	Р С	Р С	4 4	4 4	4 4	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	1,040 0,484	1,012 0,696	1,052 0,712
8	Анализ результатов	Р С	Р С	Р С	4 4	4 4	3 3	0,260 0,121	0,253 0,174	0,263 0,178	1,040 0,484	1,012 0,696	0,789 0,534
9	Апробация инструменталь-ного средства	С	С	С	 6	 6	 6	0,121	0,174	0,178	0,726	1,044	1,068
10	Оформление отчетной документации с проделанной работе	С	С	С	9	8	10	0,121	0,174	0,178	1,089	1,392	1,780
11	Составление поясни-тельной записки	С	С	С	6	6	7	0,121	0,174	0,178	0,726	1,044	1,246
12	Сдача готового проекта	С	С	С	2	2	2	0,121	0,174	0,178	0,242	0,348	0,356
Итого:				119	115	117					31,873	33,813	34,159

Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением НТИ, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату:

$$З_{зп} = З_{осн} + З_{доп}, \quad (28)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата;

$З_{доп}$ – дополнительная заработная плата (12–20 % от $З_{осн}$).

Основная заработная плата ($З_{осн}$) руководителя (лаборанта, инженера) от **предприятия** (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$З_{осн} = З_{дн} \cdot T_p, \quad (29)$$

где $З_{осн}$ – основная заработная плата одного работника;

T_p – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн. (табл. 15);

$З_{дн}$ – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_m \cdot M}{F_d}, \quad (30)$$

где $З_m$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

при отпуске в 24 раб. дня $M = 11,2$ месяца, 5-ти дневная неделя;

при отпуске в 48 раб. дней $M = 10,4$ месяца, 6-ти дневная неделя;

F_d – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн. (табл. 4.11).

Таблица 4.11– Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней	46	104
- выходные дни	10	10
- праздничные дни		
Потери рабочего времени	56	24
- отпуск		
- невыходы по болезни		

Действительный годовой фонд рабочего времени	247	229
--	-----	-----

Месячный должностной оклад работника:

$$З_{\text{м}} = З_{\text{тс}} \cdot (1 + k_{\text{пр}} + k_{\text{д}}) \cdot k_{\text{р}}, \quad (31)$$

где $З_{\text{тс}}$ – заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{\text{пр}}$ – премиальный коэффициент, равный 0,3 (т.е. 30% от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{д}}$ – коэффициент доплат и надбавок составляет примерно 0,2–0,5 (в НИИ и на промышленных предприятиях – за расширение сфер обслуживания, за профессиональное мастерство, за вредные условия: 15–20 % от $З_{\text{тс}}$);

$k_{\text{р}}$ – районный коэффициент, равный 0,50 для Томской области.

Исп.1 $З_{\text{тс.р}}=15300$ руб. $З_{\text{тс.и}}=9300$ руб.

Исп.2 $З_{\text{тс.р}}=14900$ руб. $З_{\text{тс.и}}=9500$ руб.

Исп.3 $З_{\text{тс.р}}=15500$ руб. $З_{\text{тс.и}}=9700$ руб.

Месячный должностной оклад руководителя:

Исп.1 $З_{\text{м}}=15300 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5737,50$ руб.

Исп.2 $З_{\text{м}}=14900 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5587,50$ руб.

Исп.3 $З_{\text{м}}=15500 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=5812,50$ руб.

Месячный должностной оклад инженера:

Исп.1 $З_{\text{м}}=9300 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3487,50$ руб.

Исп.2 $З_{\text{м}}=9500 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3562,50$ руб.

сп.3 $З_{\text{м}}=9700 \cdot (1+0,3+0,2) \cdot 0,25=3637,50$ руб.

Среднедневная заработная плата руководителя:

Исп.1 $З_{\text{дн}}=5737,50 \cdot 11,2/247=260,20$ руб.

Исп.2 $З_{\text{дн}}=5587,50 \cdot 11,2/247=253,40$ руб.

Исп.1 $З_{\text{дн}}=5812,50 \cdot 11,2/247=263,60$ руб.

Среднедневная заработная плата инженера:

Исп.1 $З_{\text{дн}}=3487,50 \cdot 11,2/229=121,60$ руб.

Исп.2 $З_{\text{дн}}=3562,50 \cdot 11,2/229=174,20$ руб.

Исп.3 $З_{\text{дн}}=3637,50 \cdot 11,2/229=177,9$ 0руб.

Расчёт основной заработной платы приведён в табл.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		75

Таблица 4.13 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_t	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб. ($З_{дн} \cdot T_p$)
Руководитель	1 кат	1	15300	0,3	0,2	0,25	5737,50	260,20	70	18214,00
Специалист	1 кат	1	9300	0,3	0,2	0,25	3487,50	121,60	113	13740,80
Итого $З_{осн}$										31954,80

Таблица 4.14 – Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_t	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб. ($З_{дн} \cdot T_p$)
Руководитель	1 кат	1	14900	0,3	0,2	0,25	5587,50	253,40	69	17684,60
Специалист	1 кат	1	9500	0,3	0,2	0,25	3562,50	174,20	110	19162,00
Итого $З_{осн}$										36846,60

Таблица 4.15– Расчёт основной заработной платы

Исполнители	Разряд	k_t	$З_{тс}$, руб.	$k_{пр}$	k_d	k_p	$З_m$, руб.	$З_{дн}$, руб.	T_p , раб. дн.	$З_{осн}$, руб. ($З_{дн} \cdot T_p$)
Руководитель	1 кат	1	15500	0,3	0,2	0,25	5812,50	263,60	71	18715,60
Специалист	1 кат	1	9700	0,3	0,2	0,25	3637,50	177,90	112	19924,80
Итого $З_{осн}$										38640,40

4.4.4. Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций (при исполнении государственных и общественных обязанностей, при совмещении работы с обучением, при предоставлении ежегодного оплачиваемого отпуска и т.д.).

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = k_{доп} \cdot З_{осн}, \quad (32)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12–0,15).

Исп.1 $Z_{\text{доп р}} = 0,15 * 18214,00 = 2732,10$ руб.

Исп.1 $Z_{\text{доп и}} = 0,15 * 13740,80 = 2061,12$ руб.

Исп.2 $Z_{\text{доп р}} = 0,15 * 17684,60 = 2652,69$ руб.

Исп.2 $Z_{\text{доп и}} = 0,15 * 19162,00 = 2874,30$ руб.

Исп.3 $Z_{\text{доп р}} = 0,15 * 18715,60 = 2807,34$ руб.

Исп.3 $Z_{\text{доп р}} = 0,15 * 19924,80 = 2988,72$ руб.

Итого:

Исп.1: $2732,10 + 2061,12 = 4793,22$ рубля

Исп.2: $2652,69 + 2874,30 = 5526,99$ рублей

Исп.3: $2807,34 + 2988,72 = 5796,06$ рублей

4.4.5. Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды – это обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}), \quad (33)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд обязательного медицинского страхования и пр.).

На 2019 г. в соответствии с Федеральным закона от 24.07.2009 №212-ФЗ установлен размер страховых взносов равный 30,2%.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		77

Таблица 4.16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.			Дополнительная заработная плата, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Руководитель	18214,00	17684,60	18715,60	2732,1	2652,69	2807,34
Инженер	13740,80	19162,00	19924,80	2061,12	2874,3	2988,72
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	0,3					
Итого						
Исполнение 1	11024,41 руб.					
Исполнение 2	12712,08 руб.					
Исполнение 3	13330,94 руб.					

4.4.6. Расчет затрат на научные и производственные командировки

Затраты на научные и производственные командировки исполнителей определяются в соответствии с планом выполнения темы и с учетом действующих норм командировочных расходов различного вида и транспортных тарифов.

4.4.7. Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 6) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (34)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

4.4.8. Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 20.

Таблица 4.17 – Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Материальные затраты НТИ	5064	5220	5586
2. Затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	41480	41480	41480
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	31954,80	36846,60	38640,40
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	4793,22	5526,99	5796,06
5. Отчисления во внебюджетные фонды	11024,41	12712,08	13330,94
6. Затраты на научные и производственные командировки	6800,00	7800,00	10850,00
7. Накладные расходы	107263,70	149842,18	112012,2
8. Бюджет затрат НТИ	166900,13	259427,85	227695,6

4.5. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех вариантов исполнения

научного исследования (табл. 16). Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (35)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (36)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Таблица 4.18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии \ Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1. Способствует росту производительности труда пользователя	0,1	5	3	4
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	3	2	2
3. Помехоустойчивость	0,15	3	4	3
4. Энергосбережение	0,20	5	4	4
5. Надежность	0,25	5	3	3
6. Материалоемкость	0,15	4	3	3
ИТОГО	1			

$$I_{p-исп1} = 5*0,1 + 3*0,15 + 3*0,15 + 5*0,2 + 5*0,25 + 4*0,15 = 4,25;$$

$$I_{p-исп2} = 3*0,1 + 2*0,15 + 4*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 3,2;$$

$$I_{p-исп3} = 4*0,1 + 2*0,15 + 3*0,15 + 4*0,2 + 3*0,25 + 3*0,15 = 3,15.$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{исп}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр.1}}, \quad (37)$$

$$I_{исп.1} = 4.25/0.72 = 5,9$$

$$I_{исп.2} = 3.2/1 = 3,2$$

$$I_{исп.3} = 3.15/0,75 = 4,2 .$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных. Сравнительная эффективность проекта (\mathcal{E}_{cp}):

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.1}}{I_{исп.2}} \quad (38)$$

Таблица 4.19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0.72	0,75
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3.2	4.25	3.15
3	Интегральный показатель эффективности	3,2	5,9	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,31	1.84	1.40

В ходе оценки бюджета затрат трёх вариантов исполнения научного исследования и определения интегрального финансового показателя, показателя ресурсоэффективности можно сделать вывод, что рассчитанные финансовые показатели вариантов исполнения и сравнительная эффективность разработки показали самый эффективный проект (вариант исполнения 1).

5.1. Производственная безопасность

В таблице 5.1 приведены основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы [21].

Этапы работ	Наименование работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативный документ
		Опасные	Вредные	
1.Поле- вой	Ремонтные работы на магистральном нефтепроводе	1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования(в т.ч.грузоподъемные) 2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке 3. Взрывоопасность и пожароопасность 4.Электрический ток.	1.Превышение уровня шума. 2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны. 3.Отклонение показателей климата . 4.Повреждение в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися.	ГОСТ12.0.003-74[21] ГОСТ12.1.012-90[23] ГОСТ12.1.004-91[24] ГОСТ12.1.005-88[25] ГОСТ12.1.003-83[22] ВСН 51-1-80[6] ГОСТ12.3.009-76 [26]

					Технология зачистки резервуаров от донных отложений в зимнее время					
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата						
Разраб.		Байсов Я.Ю.			Социальный менеджмент			Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Бурков П.В.								
Консульт.										
Зав. Каф.		Брусник О.В.								
					ТПУ гр. 3-2Б4А					

Бригада по ремонту на резервуаров, выезжая на работы, должна быть полностью обеспечена спецодеждой и средствами технической безопасности в соответствии с «Правилами безопасности при проведении огневых работ на МН» [14].

К работе допускаются лица, имеющие соответствующее специальное образование, прошедшие медицинский осмотр, инструктаж по охране труда.

Специалисты, являющиеся непосредственными руководителями работ или исполнителями работ, должны проводить проверку знаний правил безопасности .

Перед началом работ результаты проверки должны быть занесены в "Журнал инструктажа на рабочем месте".

Все работники бригады должны знать и уметь самостоятельно оказывать первую помощь пострадавшему. Бригада должна быть обеспечена аптечкой первой помощи. Медикаменты должны пополняться по мере расходования и с учетом сроков их годности.

5.1.1 Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

1. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования (в т.ч. грузоподъемные)

При эксплуатации строительных машин и механизмов следует руководствоваться СНиП III-4-80[29]. Техника безопасности в строительстве, "Правилами устройства и безопасной эксплуатации грузоподъемных кранов" и инструкциями заводов-изготовителей.

Руководители организаций, выполняющих строительно-монтажные работы с применением строительных машин и механизмов, обязаны назначать ИТР, ответственных за безопасное проведение этих работ из числа лиц, прошедших проверку знаний, правил и инструкций по безопасному ведению работ с применением данных машин и механизмов.

Ответственные за содержание строительных машин и механизмов в рабочем состоянии обязаны обеспечивать проведение их технического

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		84

обслуживания и ремонт в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя.

До начала работы с применением машин и механизмов руководитель работы должен определить схему движения и место установки их места, и способы зануления (заземления) машин, имеющих электропривод, указать способы взаимодействия и сигнализации машиниста (оператора) с рабочим-сигнальщиком, обслуживающим машины, определить (при необходимости) местонахождение сигнальщика, а также обеспечить надлежащее освещение рабочей зоны.

На месте работы машин и механизмов должно быть обеспечено хорошее обозрение рабочей зоны и маневрирование. Если машинист или моторист, управляющий машиной, не имеет достаточную обзорность рабочей зоны или не видит рабочего (специально выделенного сигнальщика), подающего ему сигналы, между машинистом и сигнальщиком необходимо установить двухстороннюю радио- или телефонную связь. Не допускается промежуточный сигнальщик для передачи сигналов машинисту.

При подъеме или перемещении грузов должна быть освещенность места работ не менее 5 лк при работе вручную и не менее 10 лк при работе с помощью машин и механизмов[30].

При погрузке и разгрузке труб должны быть приняты меры против самопроизвольного их скатывания со штабелей или транспортных средств.

2.Электрическая дуга и металлические искры при сварке

Допускаются к сварочным работам на нефтепроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с "Правилами аттестации сварщиков" и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки [5].

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также

						Лист
						85
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

пользоваться защитными щитком или маской. При потолочной сварке сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагаться не ближе 20м от места огневой работы.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

3. Электрический ток

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом*м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ [31]).

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

5.1.2. Анализ вредных факторов и мероприятия по их устранению

1. Превышение уровня шума

Шум может создаваться работающими транспортом и оборудованием – кранами-трубоукладчиками, эксковатором, шлифмашинкой. Поэтому рабочие должны находиться в наушниках. В результате было установлено, что шум ухудшает условия труда, оказывает вредное воздействие на организм человека. Действие шума различно: затрудняет разборчивость речи, вызывает необратимые процессы изменения органа слуха у человека, повышает утомляемость.

Нормирование уровней шума в производственных условиях осуществляется по ГОСТ 12.1.003-83 [22].

Мероприятия по борьбе с шумом:

- Применение наушников;
- беруши;

При превышении предельно допустимых норм шума работники должны обеспечиваться СИЗ органов слуха: противοшумными наушниками, шлемами или противοшумными вкладышами.

2.Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны.

В процессе своей трудовой деятельности электросварщик подвергается воздействию целого комплекса опасных и вредных производственных факторов

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		87

физической и химической природы: Излучение инфракрасных волн, сварочный аэрозоль, искры и брызги расплавленного металла и шлака[21].

Именно эти факторы вызывают профессиональные заболевания и травматические повреждения. Другие вредности: газы, шум, электромагнитные поля, образование аэроионов имеют меньшее значение и обычно не служат причиной профессиональных заболеваний.

3. Отклонение показателей климата

Климат района континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -50°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Наибольшее количество осадков выпадает в осенне-зимний период. Всем членам бригады выдается спецодежда. Летом: костюм безветренный, костюм хлопчатобумажный с водоотталкивающим покрытием, костюм противоэнцефалитный, сапоги кирзовые. Зимой: куртка на утепленной прокладке, костюм зимний с пристегивающейся утепляющей прокладкой, чуни.

.Повреждения, в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися

Район работ приурочен к лесным и болотным ландшафтам, в связи с чем существует опасность повреждений, в результате контакта с дикими животными, кровососущими насекомыми, клещами. Обязательным требованием для допуска к работе является вакцинация против клещевого энцефалита. Бригада должна быть обеспечена спецодеждой и средствами индивидуальной защиты. Так как работы производятся в летний период.

В весенне-летний период времени необходимо проводить регулярные самоосмотры одежды и взаимоосмотры и не реже 2-х раз в течение рабочего дня осмотры тела (во время перерыва и по окончании работы). Обнаруженных клещей снять и сжечь. Осмотры проводятся под наблюдением специалиста ответственного за работу в данном районе.

При укусе клеща следует его немедленно удалить вместе с хоботком, который удаляется как заноза, место укуса обработать настойкой йода. Сообщить об укусе старшему по работе и незамедлительно обратиться в пункт

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		88

серопротекции для введения иммуноглобулина. Начальник службы (участка) или ответственный специалист несет ответственность за своевременное, не позднее 2 суток, обращение пострадавшего в медицинское учреждение и информацию руководителю учреждения, инженеру по охране труда о случае укуса и принятых мерах. По факту укуса должен быть составлен акт произвольной формы с указанием места, времени и выполняемой работы при которой произошел укус.

5. Пожарная и взрывная безопасность

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры,
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [40]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

5.2 Экологическая безопасность

Все мероприятия по охране окружающей среды при строительстве магистрального нефтепровода выполнены в соответствии с разделом 13 СНиП III-42-80* [16]. и рабочим проектом.

При выполнении всех строительно-монтажных работ необходимо строго соблюдать требования защиты окружающей природной среды, сохранения её устойчивого экологического равновесия, и не нарушать условия землепользования, установленные законодательством об охране природы.

Таблица 5.2 - Вредные воздействия на окружающую среду и природоохранные мероприятия при гидрогеоэкологических работах

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	1. Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и др. земель. 2. Засорение почвы Производственными отходами и мусором.	1. При обработке запланированного объема работ производится временное отчуждение земель. 2. Применение технологического процесса и видов транспортных средств с минимальным влиянием на окружающую среду. 3. Запрещается проведение земляных и иных работ, нарушающих почвенный слой.

	3.Создание выемок и неровностей, усиление эрозионной опасности, уничтожение растительности.	
Лес и лесные ресурсы	1.Уничтожение, повреждение и загрязнение почвенного покрова. 2.Лесные пожары.	1. В пределах водоохранных зон запрещена вырубка леса 2.Запрещается разведения костров рядом с лесным массивом.
Вода и водные ресурсы	1.Загрязнение мусором.	1. В водоохранных зонах запрещаются: складирование древесины, мусора и отходов производства, стоянка, заправка топливом, мойка и ремонт тракторно-вездеходной техники, земляные работы.
Животный мир	1.Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и др. представителей животного мира, случайное уничтожение. 2.Браконьерство	1.Охота на дичь и рыбная ловля разрешена только лицам, имеющим на это право, с соблюдением сроков и правил охоты и рыбной ловли. 2.Предусматривается ограничение количества переездов через ручьи и овраги с целью минимизации производства работ в пойменных местах.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

Возможные аварии на магистральном нефтепроводе могут возникнуть в результате внезапной разгерметизации линейной части, которая может наступить по нескольким причинам:

Она происходит в результате образования свища, трещины на трубе, фасонных частях или оборудовании линейной части, а также в случае аварийного отказа в работе запорной арматуры, которые возникают вследствие:

а) общих коррозионных повреждений, уменьшивших толщину стенки трубы до величины, которая меньше необходимой для обеспечения прочности

магистрального трубопровода при максимально разрешенном рабочем давлении газа, питтинговых коррозионных повреждений, создающих реальную угрозу возникновения утечки газа;

б) любых воздействий, создающих сверхнормативные нагрузки на трубопровод, или его перемещений в пространстве в результате стихийных явлений, происходящих в окружающей среде (оползень, паводок, землетрясение и др.), механических воздействий техники, которые отрицательно влияют на безопасность функционирования объекта;

в) любых видов трещинообразования или дефектов материала труб и оборудования, которые понижают прочность и требуют для обеспечения безопасности снижения рабочего давления на 20% и более от установленного или отключения объекта;

г) при возникновении кристаллогидратной пробки, вследствие которой возникает давление превышающее максимально разрешенное рабочее давление;

д) при проведении диверсионных и террористических актов.

Чрезвычайные ситуации (ЧС) – обстановка на определенной территории сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации подразделяются на следующие виды:

- природные (наводнение, снег, ветер, низкие температуры);
- техногенные (аварии, пожары);
- военные.

После этого средства транспорта должны быть остановлены (по сигналу старшего бригады). Если ветер от загазованной зоны направлен в сторону транспортных средств, они должны быть отведены назад. Бригада путем замеров должна определить границы загазованной зоны и установить на ней соответствующие знаки. В загазованную зону персонал должен входить только в изолирующих противогазах.

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		92

Заключение

Данный раздел имеет практическую ценность и может служить практическим пособием в организации охраны труда и окружающей среды. Мероприятия предусмотренные при проведении СМР позволяют обеспечить работу без аварий, свести к минимуму негативное воздействие на окружающую среду.

Таблица 5.3 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	0.72	0,75
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	3.2	4.25	3.15
3	Интегральный показатель эффективности	3,2	5,9	4,2
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,31	1.84	1.40

В ходе оценки бюджета затрат трёх вариантов исполнения научного исследования и определения интегрального финансового показателя, показателя ресурсоэффективности можно сделать вывод, что рассчитанные финансовые показатели вариантов исполнения и сравнительная эффективность разработки показали самый эффективный проект (вариант исполнения 2).

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении данной работы было установлено, что основными причинами осадконакопления и образования твердых отложений в резервуарах являются такие факторы, как климатические условия, температурный фактор, физико-химические свойства нефти, а также состояние внутренней поверхности резервуара и особенности его конструкции. При этом было установлено, что осадок по дну распределяется крайне неравномерно. Это осложняет объективную оценку объёма нефти в резервуаре и приводит к его неравномерному старению.

Был проведен анализ методов очистки емкостей (ручной, механический и гидромеханический) на основе истории их развития, выявлены их достоинства и недостатки. В том числе были рассмотрены наиболее распространенные в настоящее время системы предотвращения осадконакопления, представляющие собой штатные электромеханические мешалки.

Был проведен анализ современных мобильных комплексов для очистки резервуаров от твердых отложений. При изучении опыта их применения было выявлено значительное преимущество таких комплексов в плане качества и скорости очистки в сравнении с ручным и механизированным способом. На развертывание мобильного комплекса уходит от 3 дней до 8 ч, а очистка резервуара занимает в среднем от двух месяцев до двух недель в зависимости от объёма резервуара.

Рассчитали параметры прочности и устойчивости для стенки резервуара, напряжения в стенке резервуара от 0,86 до 0,96 (условие прочности и устойчивости выполняются).

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		94

На основе выполненной работы можно заключить, что с точки зрения технологической эффективности безусловными лидерами являются зарубежные мобильные комплексы ВЛАВО и МегаМАКС, однако их крайне высокая стоимость пока не позволяет им получить широкое распространение на территории нашего государства. В сравнении с ними производимый в России комплекс МКО – 1000 хотя и не обладает столь совершенным уровнем очистки, но имеет значительно более низкую стоимость, а поэтому заслуживает внимания предприятий нефтяной отрасли. Однако, не смотря на все перечисленные преимущества применения мобильных комплексов российские предприятия в угоду экономическим интересам до сих пор активно используют ручной и механизированный способы очистки.

						Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ И ЛИТЕРАТУРЫ

1. ГОСТ 12.0.002-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Термины и определения;
2. ТОИ Р-112-16-95 Типовая инструкция по охране труда при зачистке
резервуаров на предприятиях нефтепродуктообеспечения;
3. ГОСТ 12.1.005-88 Система стандартов безопасности труда (ССБТ).
Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
4. ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные
факторы. Классификация;
5. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума.
Классификация;
6. ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности;
7. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические
требования к воздуху рабочей зоны;
8. ГОСТ 12.1.004-91 «ССБТ. Пожарная безопасность. Общие
требования»;
9. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие
требования безопасности;
10. ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие
требования;
11. ГОСТ 12.1.010–76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования;
12. ГОСТ 12.1.030–81 ССБТ. Защитное заземление, зануление;
13. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допусти-
мые уровни напряжений прикосновения и токов;
14. ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие
требования безопасности;

						Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		96

15. ГОСТ 17.1.3.06–82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод;
16. ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения;
17. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения;
18. ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров;
19. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий;
20. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений;
21. СНиП 2.04.05-86 Отопление, вентиляция и кондиционирование;
22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение;
23. Федеральный закон от 21 декабря 1994 г. № 68-ФЗ. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;
24. ГОСТ 12.1.012-2004. Вибрационная безопасность;
25. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны;
26. РД 09-364-00. Типовая инструкция по организации безопасного проведения огневых работ на взрывоопасных взрывопожароопасных объектах;
27. ГОСТ 17.1.3.13–86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений;
28. ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации;
29. ГОСТ 12.1.046-85 Строительство. Нормы освещения строительных площадок;

						Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

30. ГОСТ 12.1.005-88. Межгосударственный стандарт. Система стандартов безопасности труда. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны;
31. НВН 33.5.1.02. Инструкция о порядке согласования и выдачи разрешений на спецводопользование;
32. ПОТ РМ –016-2001 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при работе электроустановок;
33. ГОСТ 12.4.026 Цвета сигнальные. Знаки безопасности и разметка сигнальная.
34. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения / Л.В. Иванова, Е.А. Буров, В.Н. Кошелев – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1.
35. Способы очистки и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах / Г.М. Гималетдинов, Д.М. Саттарова – Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2006 г.
36. Сооружение газохранилищ и нефтебаз / Б. В. Поповский, О. М. Иванцов, М. М. Сафарян и др. М., Недра, 1973.
37. Горная энциклопедия. Нефтяной резервуар [Электронный ресурс] / 2008-2014. URL: <http://www.mining-enc.ru/n/rezervuar-neftyanoj>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 21.05.2017 г.
38. НефтеПро. Борьба с отложениями в нефтепромысловом оборудовании [Электронный ресурс] / 2009-2014. URL: <http://www.neftepro.ru/publ/18-1-0-48>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 26.05.2017 г.
39. Экология прогресса Ремос. Очистка резервуаров [Электронный ресурс] / URL: http://www.remos.biz/to_categs/action_desc/id_22, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 28.05.2017 г.
40. Экология прогресса Ремос. Очистка резервуаров [Электронный ресурс] / URL: <http://www.nefteshlamy.ru/stat.php?id=39>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 01.06.2017 г.

					Лист
					98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	

41. ОАО Промприбор [Электронный ресурс] / URL: http://www.prompribor.ru/stat_moyka_rezerv1.htm, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения 02.06.2017 г.
42. Oresco. Очистка резервуаров для сырой нефти [Электронный ресурс] / URL: <http://www.oreco.ru/>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения 21.05.2017 г.
43. KMT International. Технология очистки комплексом МегаМАКС [Электронный ресурс] / URL: <http://www.kmtinternational.com/russian/technology.html>, свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус., англ. Дата обращения 23.05.2017 г.